

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	
УДК <u>622.276.8-047.58</u>	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Малых Кристина Анатольевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Самборская Марина Анатольевна	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Уровень образования магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

Период выполнения осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

28.05.18 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.11.2017	Литературный обзор	15
01.12.2017	Объект и методы исследования	20
01.02.2018	Разработка математической модели	20
01.04.2018	Проведение расчетов на математической модели	15
10.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.05.2018	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Елена Анатольевна	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Самборская Марина Анатольевна	К.Т.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять глубокие, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии в профессиональной деятельности.
P2	Ставить и решать инновационные задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.
P3	Разрабатывать новые технологические процессы на основе математического моделирования, проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающие оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области разработки и оптимизации технологических процессов и систем с позиции энерго- и ресурсосбережения.
P5	Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P6	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Самборская М.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Малых Кристине Анатольевне

Тема работы:

Моделирование процессов первичной подготовки нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 13.03.18 г. № 1651/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.18 г.
--	--------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования – комплексные установки первичной подготовки нефти; Вид сырья – пластовые нефти месторождений Западной Сибири; Метод исследования - математическое моделирование
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i>	Аналитический обзор: Классификация водонефтяных эмульсий и способы их разрушения, особенности технологии первичной подготовки нефти, оборудование установок первичной подготовки нефти, современные существующие технологии и аппараты первичной подготовки нефти, новейшие разработки и исследования в области

работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	моделирования процессов первичной подготовки нефти. Постановка задачи исследования; Описание процедуры исследования; Обсуждение результатов выполненной работы; Заключение по работе
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Авдеева Ирина Ивановна
Раздел ВКР на английском языке	Сыскина Анна Александровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.18 г.
---	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Е.А.	к.т.н, доцент		15.01.18 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Малых К.А.		15.01.18 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2KM61	Малых Кристине Анатольевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НИ составляет 121975 рублей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Отчисления на социальные службы 27,1% составляют: 21635 рублей.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Перспективность НИР средняя.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составлен календарный план-график проведения НИР. Распланирован бюджет проекта.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительная эффективность разработки составила 1.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Потенциальные потребители результатов исследования
2. Диаграмма Исикава
3. Методы коммерциализации результатов НТИ
4. Инициализация проекта
5. График проведения и бюджет НТИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM61	Малых Кристина Анатольевна		01.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Малых Крстине Анатольевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объектом исследования является установка первичной подготовки нефти (УПН). Рабочее место инженера-оператора представляет собой компьютер, стол, на котором расположен компьютер, принтер, шкафы с документацией и справочной литературой, а также письменный столы. Клавиатура и манипулятор типа "мышь" расположены на столе. Имеются обычные стулья с нерегулируемой спинкой. Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); <p>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молнии защита – источники, средства защиты)</p>	<p>а. В производственной среде и при применении вычислительной техники вероятно воздействие следующих вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Отклонение показателей микроклимата в помещении; -Недостаточная освещенность; -Повышенный уровень шума; -Повышенный уровень электромагнитных излучений -Физические перегрузки; -Нервно – психологические перегрузки. -Вредные вещества, такие как: -бензол; - этилен; -этилбензол; -сероводород; -аммиак; -оксид углерода.
--	---

	<p>Для защиты используют: хлопчатобумажные костюмы, защитные очки, ботинки кожаные, перчатки, противогазы, каска.</p> <p>1.2 К опасным факторам на УПН относят:</p> <ul style="list-style-type: none"> -горючесть, -взрывоопасность, -токсичность веществ, используемых на установке; -наличие электротехнических устройств высокого напряжения; -короткое замыкание; -статическое электричество; -превышение токсичных веществ в воздухе рабочей зоны. <p>СанПиН 2.2.4.548 – 96, ГОСТ 12.1.013 – 78, ГОСТ 12.0.003-74, СанПиН 2.2.4.1191 – 03, СанПиН 2.6.1.1015 – 01, СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03, СанПиН 2.2.4/2.1.8.055 – 96, инструкция по охране труда при работе на ПК.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита населенной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Сероводород; -Аммиак; -Углеводороды; -Оксид углерода. <p>Для повышения уровня экологической безопасности следует улучшить фильтрационные очистительные сооружения, проводить очистку сточных вод, для утилизации необходимо проводить захоронение на специальных полигонах для промышленных отходов, использовать очистку газа от токсичных веществ на абсорбционных установках.</p> <p>Также утилизации подлежат твердые отходы, такие как нефтешламы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки, прочий мусор от бытовых помещений.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 	<p>Возникновение ЧС, требующих обеспечения электро- и пожаровзрывобезопасности на рабочем месте.</p> <p>Перечень возможных ЧС:</p>

<ul style="list-style-type: none"> – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>-пожар; -взрыв; -розлив нефтепродуктов. Для обеспечения безопасной эксплуатации УПН предусмотрена рациональная технологическая схема с комплексной автоматизацией технологического процесса, которая позволяет обеспечить непрерывный процесс производства и стабильную работу оборудования. Также предусмотрено отключение электрооборудования со щита операторной.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>К нормативным актам, регулирующим вопросы охраны труда, в первую очередь относится Трудовой кодекс Российской Федерации. Для обеспечения безопасности на рабочем месте необходимо руководствоваться санитарными нормами и правилами. Для снижения вредного воздействия химических факторов работникам производства выдается молоко питьевое в количестве 0,5 л за смену для выведения из организма токсичных веществ. Конституция РФ, ГОСТ Р 12.1.009-2009.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM61	Малых Кристина Анатольевна		01.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 103 с., 18 рисунков, 18 таблиц, 50 источников.

Ключевые слова: математическое моделирование, первичная подготовка нефти, обезвоживание водонефтяной эмульсии, электродегидратор.

Цель работы – разработка математической модели электродегидратора для включения в моделирующую систему процессов первичной подготовки нефти.

В аналитическом разделе рассмотрена классификация водонефтяных эмульсий, способы их разрушения, существующие аппараты, применяемые на промысле для разделения водонефтяной эмульсии, последние разработки в области математического моделирования процессов первичной подготовки нефти.

В экспериментальной части описана математическая модель электродегидратора, которая реализована при помощи языка программирования Python и проверена на адекватность по данным с действующей установки.

Область применения: модель может использоваться при прогнозировании процессов подготовки нефти на промыслах и проектировании новых объектов подготовки нефти.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведен анализ экономической эффективности данного инвестиционного проекта.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы техники безопасности, разработаны мероприятия по охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2016.

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия

ГОСТ 12.1.0076. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения

ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда

СанПиН 2.2.4.584-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы

ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений

ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда

СанПиН 2.2.4.584-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы

Конституция Российской Федерации

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	15
1.1 Дезэмульсация водонефтяных эмульсий	15
1.2 Классификация водонефтяных эмульсий.....	15
1.3 Причины возникновения эмульсий	17
1.4 Методы разрушения водонефтяной эмульсии	18
1.5 Эмульгаторы и дезэмульгаторы нефтяных эмульсий	20
1.6 Технологическая схема сбора и подготовки нефти на промысле...	22
1.7 Существующие технологии и эффективные аппараты первичной подготовки нефти	24
1.8 Математическое моделирование процессов подготовки нефти на промысле.....	33
1.9 Язык программирования Python	40
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	43
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	45
3.1 Упрощения, вводимые при моделировании.....	45
3.2 Разработка математической модели.....	45
3.2.1 Расчет коэффициента слияния ei, j	49
3.2.2 Получение начального распределения концентраций воды.....	56
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.....	59
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
5.1 Предпроектный анализ.....	63
5.2 Инициация проекта	67
5.3 Планирование управления научно-техническим проектом	70
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	78
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82

6.1 Производственная безопасность.....	82
6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	83
6.4 Экологическая безопасность.....	89
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	98
Приложение А	104
Приложение Б	119
Приложение В.....	120
Приложение Г	122
Приложение Д	124
Приложение Е.....	125

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтяные месторождения России истощаются и содержат в себе большое количество минерализованной воды, что вызывает коррозию трубопроводов и оборудования и необходимость избавления от балласта при перекачке по магистральным нефтепроводам.

Все технологические модули подготовки нефти на промыслах содержат блоки обезвоживания и, при большой минерализации пластовых вод, блоки обессоливания.

Вода находится в пластовой нефти в эмульгированном состоянии, и, в зависимости от ее свойств, для обезвоживания нефти требуется различное сочетание методов деэмульгирования. На процесс разрушения эмульсии влияет множество факторов: тип эмульсии, температура, давление, рН среды, вид и концентрация деэмульгатора и других[1].

Влияние всех этих факторов на процесс разделения нефти и воды может быть изучено с помощью метода математического моделирования, где результатом будет выступать возможность прогнозирования процессов первичной подготовки нефти в промышленности на реальных объектах и при проектировании новых объектов, а также определение оптимальных условий проведения процесса, в зависимости от физико – химических свойств нефти.

В настоящее время в России не создана математическая модель для описания явлений разрушения водонефтяных эмульсий под действием электрического поля.

Поэтому перспективной областью исследования является составление математической модели процессов создания и разрушения водонефтяной эмульсии под действием электрического поля для дальнейшего внедрения в моделирующую систему процессов первичной подготовки нефти.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Дезэмульсация водонефтяных эмульсий

Извлеченная сырая нефть содержит газ, воду, соли, механические примеси и т.д. Солями, которые часто присутствуют в сырой нефти, являются хлориды кальция, натрия и магния. Эти соли могут вызывать серьезные проблемы, такие как коррозия трубопроводов и оборудования, их загрязнения и отравление катализаторов при последующей переработки нефти. Поэтому сырая нефть, извлеченная из скважин, подвергается предварительной подготовке: обессоливанию и обезвоживанию. Эти процессы представляют собой промышленные процессы удаления водорастворимых солей из нефтяного потока. Основной целью процессов первичной подготовки является достижение достаточной чистоты продукта, которое регламентируется по ГОСТ 51858 – 2002. Обычно установка для обессоливания представляет из себя последовательно установленные сепаратор и отстойники, где нефть и вода разделяются под действием силы гравитационного осаждения. Также эмульсию дополнительно промывают потоком пресной горячей воды, для того чтобы соли, прореагировали с водой, и затем отделились от нефтяного потока. Для разделения устойчивых эмульсий или при большой обводненности используют электрический ток. Под его действием молекулы воды поляризуются, коалесцируются и под действием силы тяжести оседают и отделяются от нефти [2].

1.2 Классификация водонефтяных эмульсий

Эмульсия – это смесь двух несмешивающихся с жидкостью жидкостей, одна из которых диспергирована как очень маленькие капельки в другой и стабилизирована эмульгирующим агентом[3].

Водонефтяные эмульсии бывают трех типов.

Эмульсия первого типа (Н/В) – прямая эмульсия, где в качестве дисперсной фазы выступают капли нефти (неполярная жидкость), а в качестве дисперсионной среды – вода (полярная жидкость). Такая эмульсия также называется гидрофильной (рисунок 1).

Эмульсия второго типа (В/Н) – эмульсия обратного типа, где капли воды – дисперсная фаза, нефть – дисперсионная среда. Такая эмульсия также называется гидрофобной (рисунок 1).

Эмульсия множественного типа – эмульсия, где в крупных каплях нефти могут образовываться мелкие глобулы воды или в крупных каплях воды образуются мелкие капельки нефти [4].

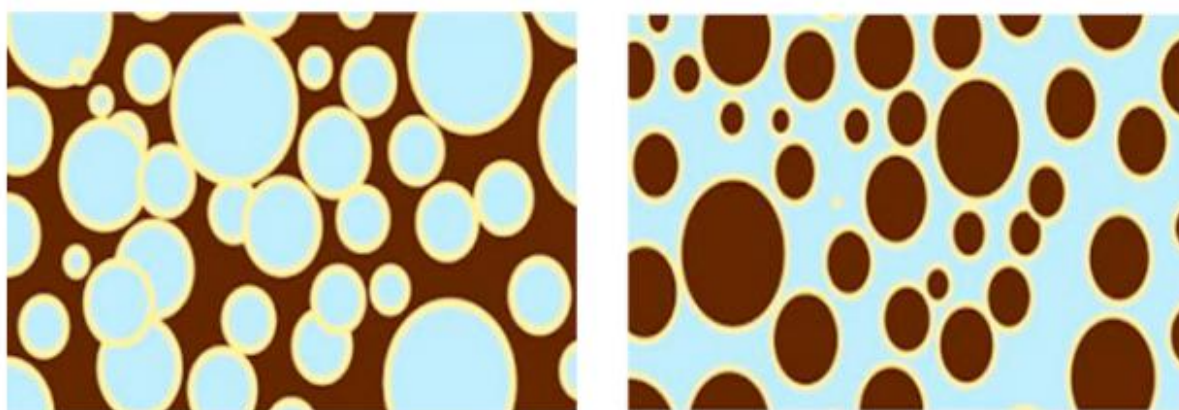


Рисунок 1 – Эмульсии второго и первого типов

Эмульсии представляют собой метастабильные системы, обычно образующиеся в присутствии молекул поверхностно-активных веществ, амфифильных полимеров или твердых частиц. Известно, что относительный баланс гидрофильных и липофильных свойств этих эмульгаторов является наиболее важным параметром, определяющим тип эмульсии: эмульсии нефть в воде (Н/В) предпочтительно получают с молекулами, которые являются довольно гидрофильными, тогда как вода в нефти (В/Н) эмульсии производятся в присутствии гидрофобных молекул [3].

1.3 Причины возникновения эмульсий

Проблема выделения воды из добытой нефти существует также давно как существует нефтяная промышленность. В начале развития нефтяной промышленности проблема разделения воды была решена путем отстаивания свободной воды из нефти в открытых резервуарах или ямах, а осадок утилизировали, как правило, путем сжигания. Не прошло и столетия, как было обнаружено, что «ил» (осадок) представляет собой эмульсию сырой нефти и воды, откуда может быть извлечено значительное количество углеводородов.

Под эмульсиями сырой нефти мы имеем в виду эмульсии типа вода в нефти, поскольку большинство эмульсий представляют собой этот. Хотя эмульсии нефти в воде также образуются и встречаются в промышленности, они, как правило, разрешаются таким же образом, как и эмульсии типа В/Н, за исключением того, что электростатические очистители не могут использоваться на эмульсиях Н/В. Образование эмульсии при добыче нефти является очень дорогостоящей оперативной проблемой[3].

Эмульсии сырой нефти образуются, когда нефть и соляной раствор контактируют друг с другом, под влиянием перемешивания и в присутствии эмульгатора или деэмульгатора. Интенсивность смешивания и наличие эмульгатора имеют основное значение для образования эмульсии. В процессе добычи нефти имеется несколько источников перемешивания (рисунок 2). К ним относят: движение потока через горную породу, перфорации/насосы, проход через трубопровод; клапанов, фитингов и дросселей, поверхностного оборудования, газовых пузырьков и т.д.

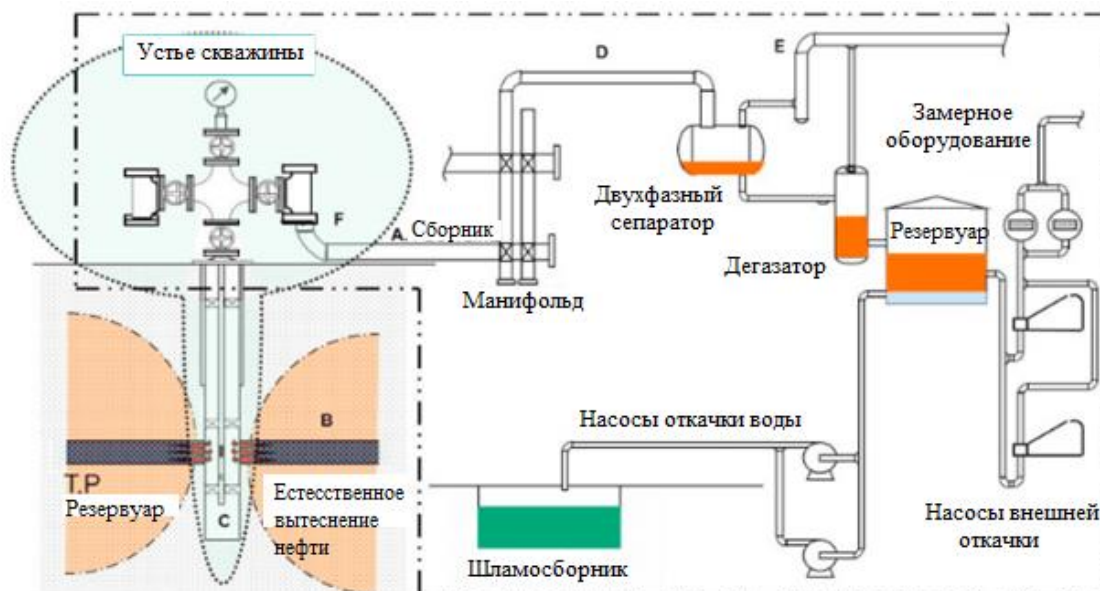


Рисунок 2 – Принципиальная схема потока сырой нефти из скважины в резервуары

При некачественном разделении водонефтяных эмульсий, могут возникать следующие трудности [5]:

- Увеличение стоимости перекачки или транспортировки нефти по трубопроводу или танкером, соответственно.
- Коррозия насосов, труб, перегонных колонн (из – за существования ионов хлорида в водной фазе).
- Отравление катализаторов нефтепереработки.

1.4 Методы разрушения водонефтяной эмульсии

Деэмульсация представляет собой сложный процесс, так как эмульсии нефтяных месторождений представляют собой, в принципе, сложные, стабильные коллоидные суспензии, содержащие дисперсную фазу, дисперсионную среду и эмульгирующие агенты, которые в основном присутствуют на границе раздела фаз вода – вода.

Эффективный путь деэмульгирования должен минимизировать стабильность целевой эмульсии, что приведет к разделению несмешивающихся

фаз. Методы деэмульгирования обычно подразделяются на три вида, такие как механические, термические, электрические и химические методы разделения[2].

Механическая деэмульсация

Включает в себе гравитационное осаждение, центрифугирование, флотацию, фильтрацию, мембранное разделение, ультразвуковое разделение.

Термическая деэмульсация.

Включает подогрев эмульсии, отстаивание и промывку нефти горячей водой. Как правило, прирост температуры обеспечивает снижение вязкости нефтяной фазы, улучшает расхождение между нефтяной и водной фазами, увеличивает количество столкновений капель и обычно ослабляет стабилизирующую пленку, окружающую капельки. Однако скорость диффузии асфальтенов к границе увеличивается при повышении температуры в результате снижения вязкости сырой нефти [6].

Электрическая деэмульсация.

Включает в себя обработку водонефтяной эмульсии в электрическом поле постоянного или переменного тока. Электрическая деэмульсация обычно считается выгодной с точки зрения потребления энергии по сравнению с другими подходами, такими как нагрев или центрифугирование [7]. Механизм деэмульсации можно представить следующим образом: под действием электрического поля капельки воды поляризуются, вытягиваются с разрушением бронирующих оболочек. Затем под действием электрического поля переменной промышленной частоты и высокого напряжения (15 – 44 кВ) повышается эффективность и скорость их столкновений, а затем и скорость осаждения, в результате чего образуется отдельная водная фаза [8].

Химическая деэмульсация.

Представляет собой обработку водонефтяной эмульсии химическими реагентами, которые способствуют скорейшему разрушению бронирующей оболочки.

Для достижения эффективного разделения необходимо соблюдать следующие этапы[2]:

- 1) В эмульсию необходимо добавить достаточное количество точно подобранного химиката.
- 2) Необходимо полное перемешивание химического вещества с эмульсией.
- 3) Для ускорения разделения или полного разрушения эмульсии может потребоваться нагревание.
- 4) Должно быть соблюдено необходимое время пребывания в аппаратах для обеспечения осаждения деэмульгированных капель воды.

Однако в промышленности используют сочетание этих способов друг с другом систем с целью улучшения дестабилизации эмульсий до удовлетворительных уровней [9].

1.5 Эмульгаторы и деэмульгаторы нефтяных эмульсий

С явлением поверхностного натяжения на границе раздела фаз связано образование эмульсий. Поверхностно – активные вещества (ПАВ) имеют способность снижать это поверхностное натяжение. Это можно объяснить тем, что добавленное ПАВ избирательно растворяется в одной из фаз дисперсной системы, концентрируется и образует адсорбционный слой - пленку ПАВ на границе раздела фаз. Увеличению дисперсности дисперсной фазы способствует снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз, а препятствию коалесценции капель воды способствует образование адсорбционного слоя - своеобразного панциря на поверхности глобул.

Эмульгаторы – это вещества, которые способствуют образованию и стабилизации эмульсии, а деэмульгаторы – это вещества, которые разрушают поверхностную адсорбционную пленку стойких эмульсий [8].

Эмульгаторами обычно выступают полярные вещества нефти, такие, как асфальены, смолы, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых

кислот, а также различные органические примеси. В образовании стойких эмульсий принимают участие также различные твердые углеводороды - парафины и церезины нефтей. Тип образующейся эмульсии в значительной степени зависит от свойств эмульгатора: эмульгаторы, обладающие гидрофобными свойствами, образуют эмульсию типа В/Н, то есть гидрофобную, а эмульгаторы гидрофильные – гидрофильную эмульсию типа Н/В.

В результате действия деэмульгатора на поверхности глобул воды образуется гидрофильный адсорбционный слой со слабой структурно-механической прочностью, то есть происходит дестабилизация водонефтяной эмульсии. Образовавшиеся из стойких нестойкие эмульсии затем легко коалесцируют в крупные глобулы воды и осаждаются из дисперсионной среды (нефти). Именно стадия дестабилизации является лимитирующей суммарный процесс обезвоживания и обессоливания нефти. Она состоит, в свою очередь, из двух этапов [2]:

- доставки деэмульгатора на поверхность эмульсии, то есть транспортной стадии, являющейся диффузионным процессом;
- разрушения бронирующей оболочки, образованной эмульгатором нефти, или кинетической стадии.

К современным деэмульгаторам предъявляются следующие основные требования:

- они должны обладать максимально высокой деэмульгирующей активностью, быть биологически легко разлагаемыми (если водорастворимые), нетоксичными, дешевыми, доступными;
- не должны обладать бактерицидной активностью (от которой зависит эффективность биологической очистки сточных вод) и корродировать металлы.

Из отечественных марок деэмульгаторов применяются Дипроксамин (Казаньоргсинтез), СНПХ (НИИнефтехимпром), Реапон (Макромер), ДИН (Ракета), АМ (Сатурн), Девон (Икар), ИКАП (Химпром), Реапон ИФ, ИП

(Напор), при этом значительная доля эффективных деэмульгаторов закупается у зарубежных фирм [10]. Это торговые марки Диссольван (Клариант), Сепарол (Бейкер Петролайт), Демульфер (Тохо Кемикалс), Кемеликс (Ай-си-ай)[11].

1.6 Технологическая схема сбора и подготовки нефти на промысле

Для добычи и подготовки нефти на промысле обычно используется централизованная система сбора и подготовки нефти (рисунок 3). Из нескольких скважин нефть собирается на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), где производится учет количества поступившего объема нефти, а также производят предварительный сброс воды, отделение механических примесей и попутных нефтяных газов, которые затем отправляют на газоперерабатывающий завод. Далее поток направляется на центральный пункт сбора (ЦПС) по сборному коллектору. Установки первичной подготовки нефти и воды располагаются на ЦПС. Оборудование, которое используется для процессов обессоливания и обезвоживания нефти называется установкой по комплексной подготовке нефти (УКПН).

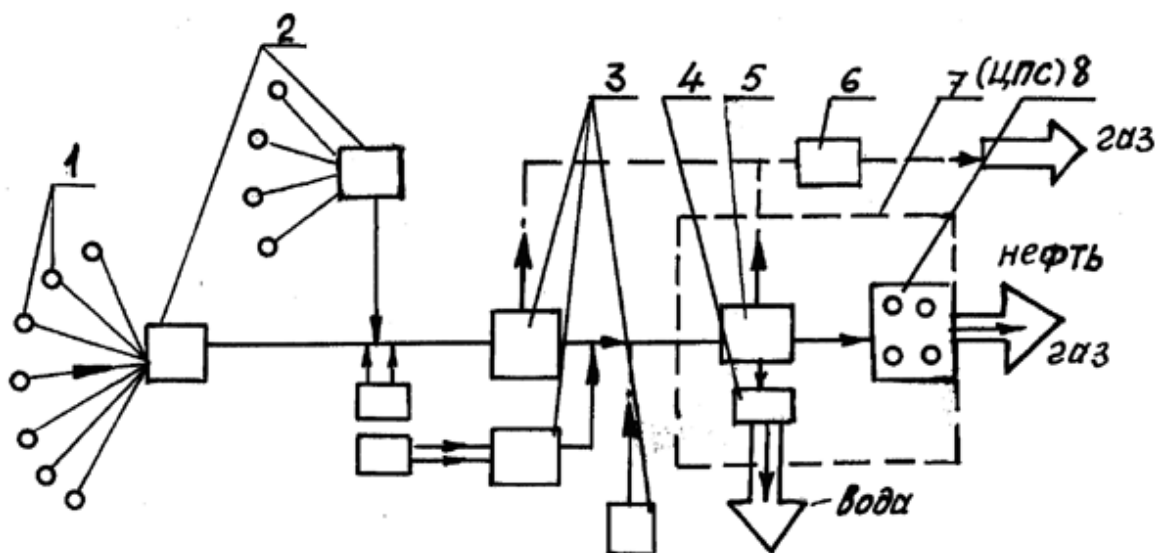


Рисунок 3 – Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле: 1 - нефтяная скважина; 2 - автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 - дожимная насосная станция (ДНС); 4 - установка очистки пластовой воды; 5 - установка подготовки нефти; 6 -

газокомпрессорная станция; 7 - центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 - резервуарный парк

Подготовленная нефть, после прохождения узла учета и контроля, направляется в резервуары для хранения товарной нефти, после чего – в магистральный трубопровод.

Например, на одном из месторождений Западной Сибири Блок УПН представляет собой последовательно установленные аппараты, где происходит разделение на водную и нефтяную фазы (рисунок 4).

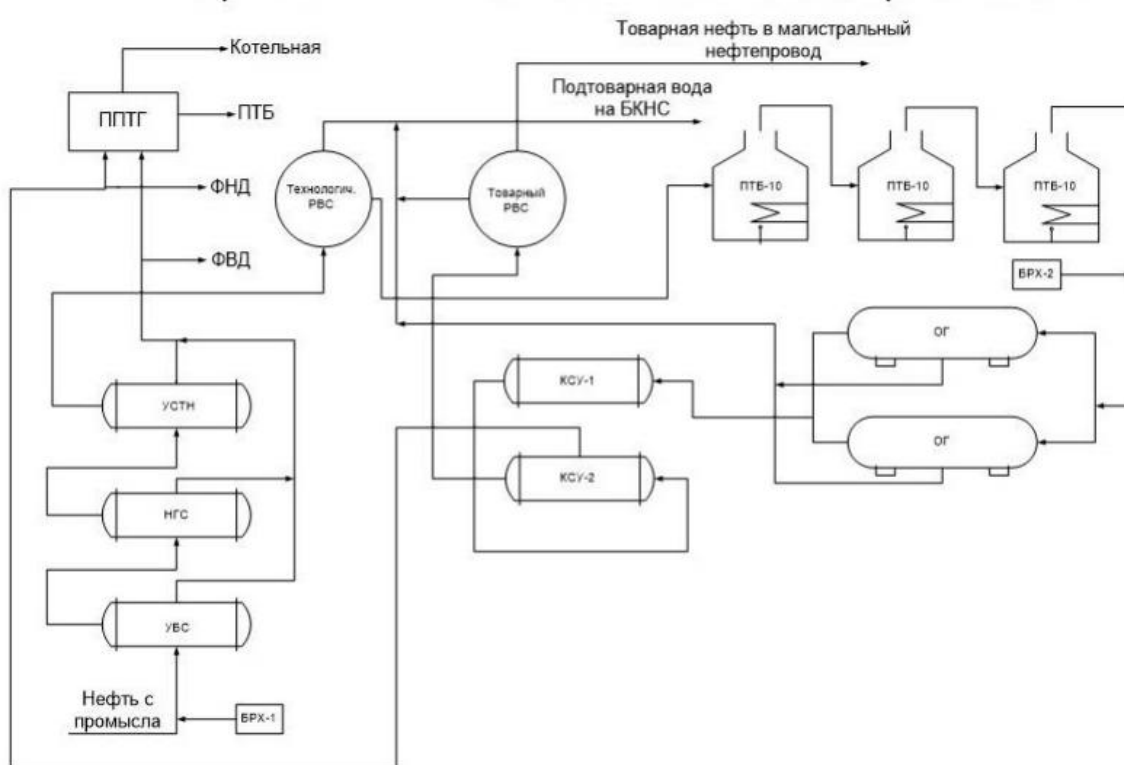


Рисунок 4 – Технологическая схема установки первичной подготовки нефти: НГС – нефтегазовый сепаратор, УСТН – установка сепарационная трубная наклонная, ОГ – отстойник горизонтальный, ПТБ-10 – печь трубчатая блочная, КСУ – концевая сепарационная установка, РВС – резервуар вертикальный стальной, БРХ – блок реагентного хозяйства, ППТГ – площадка подготовки топливного газа, ФНД – факел низкого давления, ФВД – факел высокого давления, БКНС – блочная кустовая насосная станция

Перед первой ступенью сепарации в поток нефти подается деэмульгатор из блока БРХ. Затем нефть попадает в УБС, где частично отделяются газы от газонефтяной смеси. После УБС нефтяной поток направляется в нефтегазовый сепаратор, для более полного отделения газов. После чего нефть отправляют в успокоительный нефтеподводящий коллектор. После коллектора нефть подают в наклонную установку для окончательного отделения газов, растворенных в нефти. Отделившуюся от газа нефть подогревают в печах и отправляют на последующее обезвоживание, то есть в отстойники. Они представляют собой горизонтальные емкости, где нефтяная эмульсия равномерно распределена по всему аппарату. В отстойнике происходит осаждение капель воды под действием силы тяжести. Тяжелая вода осаждается к низу аппарата, а нефть отводят верхом. После отделения воды нефть отправляют на окончательную сепарацию от газов, которые могли образоваться вследствие нагрева эмульсии. После полного отделения от газов нефть попадает в резервуары товарной нефти [12].

1.7Существующие технологии и эффективные аппараты первичной подготовки нефти

Для обезвоживания и обессоливания стойких эмульсий недостаточно применять только классические методы разделения, которые, как правило, не оказывают никакого воздействия на эмульсию. Для решения данной проблемы существует технология обработки эмульсии на центрифуге в условиях многократно усиленной силы тяжести. А для одновременной задачи обезвоживания и удаления механических примесей из нефти используют трехфазные центрифуги, которые обеспечивают это в один этап.

Немецкая компания Flottweg SE выпускает трикантерные центрифуги Flottweg для разделения трех фаз Flottweg(жидкость - жидкость - твердое вещество) [13]. Это устройство обеспечивает разделение трехфазных смесей, то

есть получение двух несмешиваемых жидких фаз и одной твердой фазы (рисунок 5).

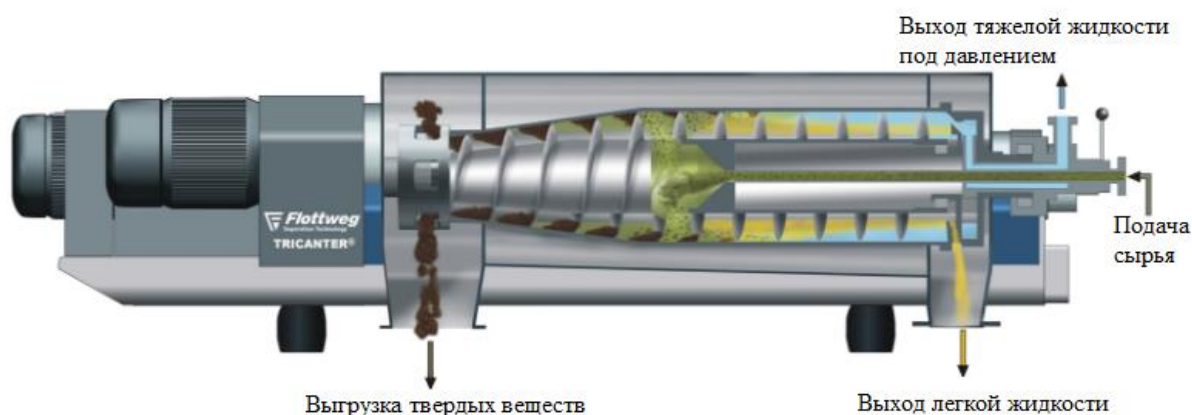


Рисунок 5 – Принцип действия трикантерной центрифуги Flottweg

Центрифуга горизонтальная коническая шнековая непрерывного действия состоит из цилиндрико – конического барабана, вращающегося со скоростью в несколько тысяч оборотов в минуту и создающего центробежное ускорение, которое влияет на находящийся внутри барабана продукт, вызывая многократно усиленный процесс седиментации [14]. Механические примеси, осаждающиеся таким путем, оказываются на стенках барабана, откуда собираются и транспортируются внутренним шнеком. Шнек вращается чуть быстрее барабана и двигает осажденные механические примеси через коническую часть, где происходит их осушение, а затем выгружает их из барабана. Скорость вращения шнека подстраивается автоматически, в зависимости от загруженности центрифуги твердыми веществами. Вместе с этим в цилиндрической части происходит разделение жидкостей по разности плотностей: более легкий нефтепродукт всплывает к середине, и переливом вытекает из барабана, а более тяжелая водная часть стремится к стенкам барабана и выгружается через специальное регулировочное устройство – импеллер. Импеллер или диск разделения фаз, позволяет непосредственно в процессе работы центрифуги без ее остановки регулировать границу раздела фаз между водой и нефтью, за счет чего значительно улучшается качество

разделяемых жидкостей. Горизонтальная трикантерная центрифуга позволяет достигать такого же качества разделения, как и при использовании вертикальных сепараторов.

Но для разделения устойчивых, трудноразделяемых эмульсий следует применять совокупность нескольких способов обработки, таких как физический, термический и химический [14].

Компания предлагает комплексный подход к решению данной задачи, предлагая технологию разделения, представленную на рисунке 6.

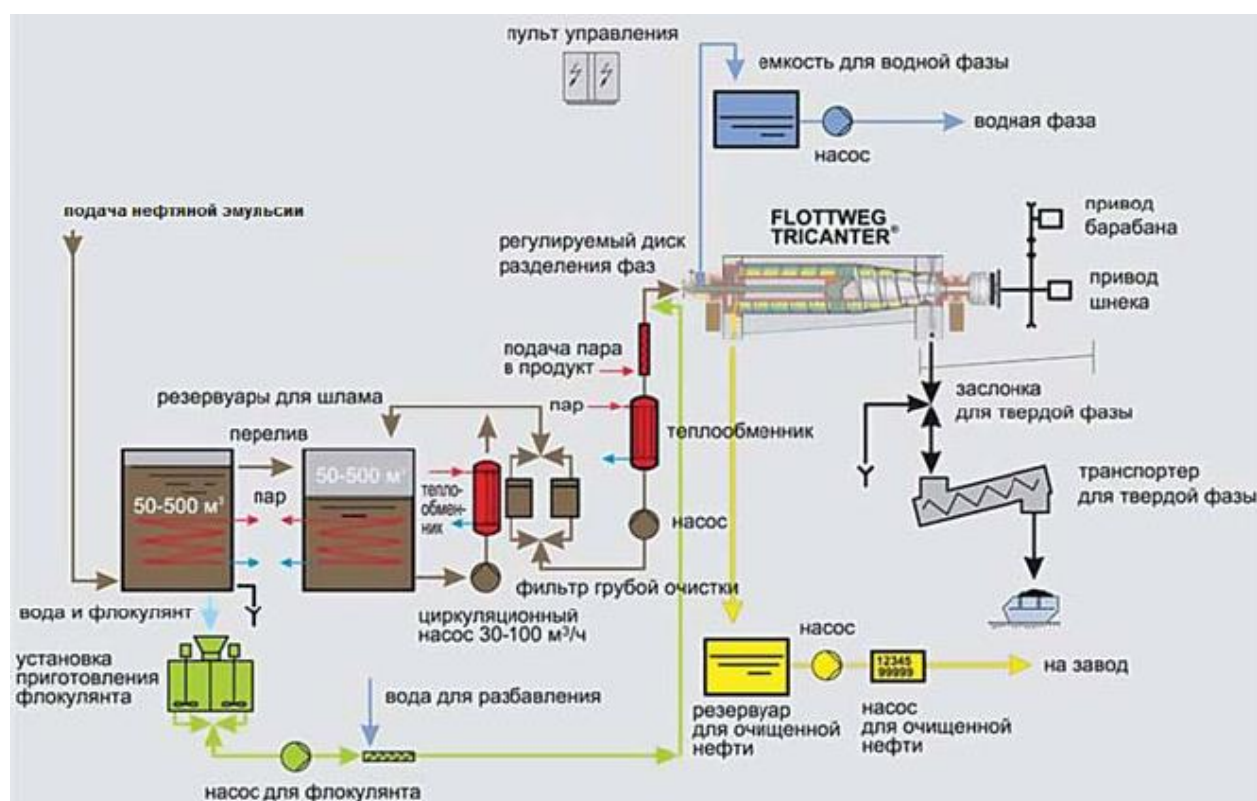


Рисунок 6 – Технологическая схема переработки нефтяной эмульсии

Водонефтяная эмульсия направляется в накопительные емкости, где она предварительно нагревается и смешивается с химическим реагентом (деэмульгатором). Затем эмульсия проходит фильтр грубой очистки, после чего направляется в теплообменник, нагреваясь до 80-90°C. Подогретая эмульсия поступает в трикантерную центрифугу Flottweg. Также в аппарат подается раствор флокулянта (полиэлектролита), где смешивается с эмульсией. Таким образом, на трикантерной центрифуге Flottweg происходит полное разделение

водонефтяной эмульсии. Данная установка эксплуатируется в Казахстане. Переработанный нефтепродукт имеет показатели качества для I-го класса, у которого содержание воды в продукте составляет 0,5% мас., а содержание солей не превышает 100 мг/л.

Автор в своей работе [15] предлагает усовершенствованную конструкцию нефтегазового сепаратора, что сократит число ступеней сепарации и обеспечит глубокое и быстрое снижение концентрации растворенного газа в жидкости. Модернизация классических сепараторов осуществляется путем добавления в конструкцию аппарата ультразвуковой полки. Автор утверждает, что действие акустических колебаний ультразвукового диапазона обеспечивает глубокую дегазацию. Устройство представлено на рисунке 7.

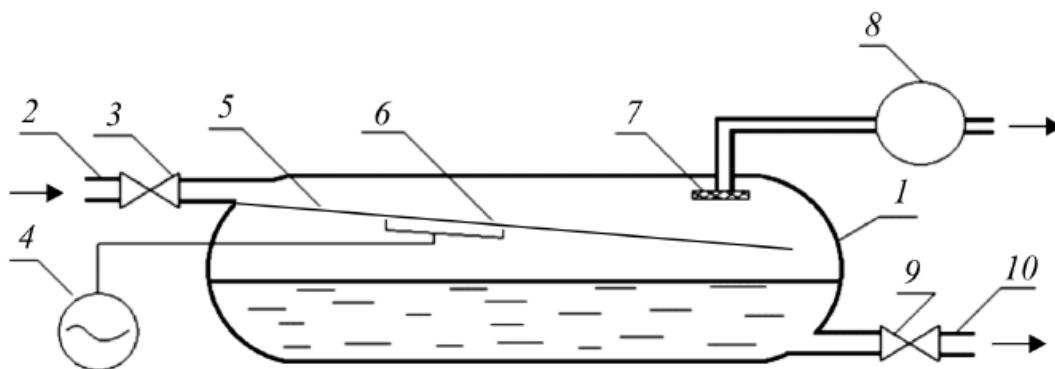


Рисунок 7 – Усовершенствованная конструкция нефтегазового сепаратора: 1 – емкость с нефтью, 2 – штуцер ввода, 3 – генератор, 4 – источник колебания, 5 – наклонный желоб, 6 – каплеотбойник, 7 – газосборник, 8 – штуцер вывода

Нефтегазовая смесь 2 подается в закрытую емкость с нефтью 1. Ультразвуковые колебания формируются в генераторе 4 с частотой 50 – 100кГц и больше. Электрические колебания преобразуются в ультразвуковые в результате работы излучателя колебания 6, которые впоследствии передаются в активную жидкую среду через наклонный желоб 5. За счет подъемной силы и сил поверхностного натяжения, маленькие пузырьки газа слипаются в

пузырьки большего размера. Выделившийся газ собирается в газосборнике 8, проходя через каплеотбойник 7, а дегазированная нефть удаляется из аппарата через штуцер вывода 10.

Эффективность сепарации заключается в подаче ультразвуковых волн под слой нефти и дополнительном перемешивании нефтегазовой смеси из – за движения ультразвуковых волн.

Для повышения эффективности разделения эмульсии используют блочные унифицированные отстойники нефти (БУОН) разработки НПП «Контэкс» [16]. Аппарат имеет корпус со штуцерами ввода эмульсии 7, маточник с перфорированными патрубками 4 и штуцеры вывода воды 6 присоединены к штуцеру вывода нефти 3, а также штуцер регулятора раздела фаз 2. Внутри корпуса вдоль его оси находится короб 13 с продольными перегородками для равномерного распределения обезвоженной нефти. В нижней части боковых стенок этого короба и перегородок 11 существуют окна 8 и 9. Над ними расположена система распределительных лотков 14. Эти лотки установлены на подвижных балках в виде уголков (рисунок 8).

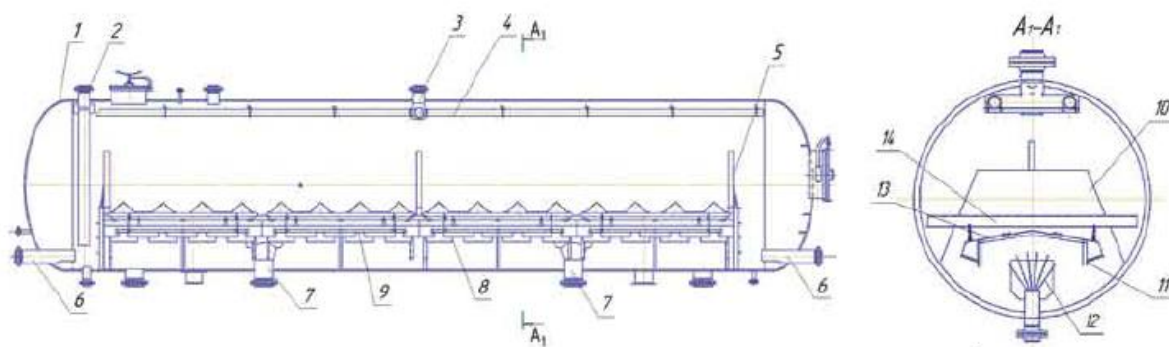


Рисунок 8 – Конструкция блочных унифицированных отстойников нефти

Разработка аппаратов ведется индивидуально для конкретных условий эксплуатации, свойств сырья и требуемых параметров подготовки нефти. Наиболее представительный опыт промышленной эксплуатации отстойников БУОН получен в ОАО «Оренбургнефть» и «Самаранефтегаз».

Следует указать на высокие показатели качества дренажной воды по содержанию диспергированной нефти, которое изменяется в узких пределах (10-80 мг/л). Это достигнуто за счет того, что при использовании гидростатического распределителя попутно добываемая вода выделяется в две стадии [16]:

- непосредственно в коробе; расчетное время пребывания поступающей жидкости в котором составляет 1,5-2,5 мин. (Ибряевская, Бариновская УПСВ);
- по всей площади межфазной поверхности при низких скоростях оттока около 0,6-1,0 мм/с, в то время как результирующая скорость движения воды в аппарате к штуцерам ее вывода составляет 10-20 мм/с при времени задержки ее в водном объеме аппарата 15 мин. (Бариновская УСПВ).

Согласно исследованиям, после отстойников БУОН количество агрегативно устойчивой эмульсии в нефти снижается до 2,3-8,5%, что повышает эффективность работы последующей ступени - обессоливания нефти. Это обусловлено особенностями конструкции гидростатического распределителя, которая предусматривает не только рассредоточение и равномерное распределение эмульсии по всей межфазной поверхности, но и коалесцентную подготовку эмульсии к разделению в результате многократной смены направления движения потоков и создания в них локальных возмущений непосредственно в водной зоне, что обеспечивается устройством в коробе специальных перегородок и ребер.

Подготовка тяжелой нефти (плотность 0,917 г/см³) реализована на Радаевской УПН в отстойниках БУОН-Г-200. Время «задержки» жидкости в отстойниках составляет 1,7 ч, что было установлено практически. В этих условиях остаточное содержание воды в нефти равно 0,2-0,7%. Следует обратить внимание на содержание хлористых солей в обезвоженной нефти, как на показатель эффективности работы отстойников. При эксплуатации отстойников БУОН в нормальном режиме в обезвоженной нефти содержится от 334 до 415 мг/л хлористых солей.

В результате, можно сделать вывод о том, что эксплуатация БУОН эффективно на установках предварительного сброса воды и глубокого обезвоживания нефти.

Для разделения вязких нефтей возможно применение ультразвукового коалесцентора, который обеспечит сверхтонкое диспергирование, увеличивая межфазную поверхность веществ. Но применение ультразвука реже используется в нефтегазовой промышленности ввиду своей избирательности. Для достижения положительного результата, необходимо точно подобрать параметры, такие как частота, амплитуда, интенсивность к каждому определенному составу сырья.

В работе [17] авторы провели промысловые испытания по обезвоживанию сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения, используя ультразвук (рисунок 9).

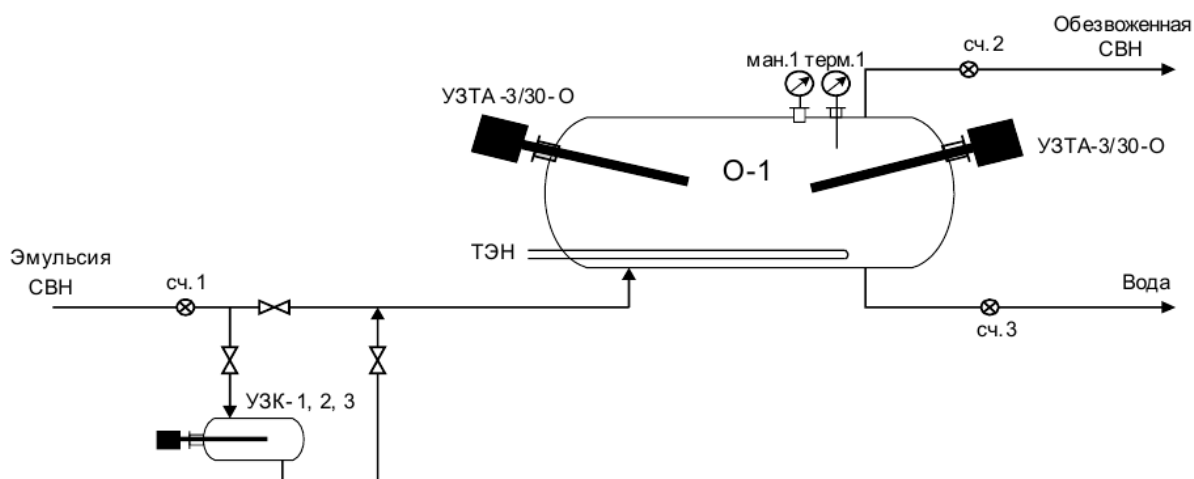


Рисунок 9 – Схема пилотной установки для обезвоживания сверхвязкой нефти с применением ультразвука: О -1 – отстойник, УЗТА-3/30-О – ультразвуковой комплекс «Булава», УЗК-1, 2, 3 – ультразвуковые коалесценторы, ТЭН – термоэлектрический нагреватель

Установка работала в двух режимах: с ультразвуковой обработкой эмульсии в отстойнике О – 1 и выносных коалесценторах УЗК – 1, 2, 3. Первый вариант работы предусматривает наличие ультразвуковых комплексов УЗТА – 3/30-О «Булава» с частотой 30 кГц и акустической мощностью 720 Вт. Вместе с

ультразвуковой обработкой эмульсии происходит отстаивание эмульсии в отстойнике при температуре 85 – 90°C в течение 1 – 10 часов. В результате увеличение удельной акустической мощности до 10 Вт/дм³ сокращает время обезвоживания нефти в 2 раза (с 4 до 2 часов) до содержания воды 1,0 % [17].

При использовании второго варианта эмульсия поступает в ультразвуковой коалесцентор УЗК-1, 2, 3, с частотой 20, 30, 50 кГц соответственно, удельной акустической мощностью – 20-100 Вт/дм³ и интенсивностью воздействия 1-5 Вт/см², где происходит обработка эмульсии в течении 1 – 5 минут, затем направляется в О-1 для дальнейшего отстаивания. В результате авторы выяснили, что при частоте 30 кГц сокращает время с 4 до 2 часов последующего отстаивания для обезвоживания нефти до 1% мас. При обработке эмульсии в течение 1 минуты в ультразвуковом коалесценторе с частотой колебаний 50 кГц сокращает время отстаивания до содержания воды в нефти 0,5% мас. в 1,7 раза, а при обработке в течении 5 минут – в 2,5 раза. Разработанная технология позволяет получать нефти соответствующие 1-ой группе качества.

Ультразвуковая обработка также была исследована в работе [18] на эмульсию гептан – вода. При помощи ультразвукового генератора с емкостью с рабочей чистотой – 35 кГц, мощностью генератора – 50 Вт исследовали зависимость количества отделившейся воды от времени пребывания в аппарате с добавлением деэмульгатора. В результате исследований авторы пришли к выводу, что более длительная обработка ультразвуком тормозит процесс разрушения водонефтяных эмульсий. При обработке ультразвуком в течении 10 минут наблюдается интенсификация процесса разрушения эмульсий.

Помимо ультразвуковой обработки эмульсий существует магнитная обработка. Магнитная обработка жидкостей широко применяется, но не существует методики подбора технологии и промышленного оборудования. Поэтому для разработки нового промышленного оборудования и технологий проводят исследования в лабораториях, где подбирают основные параметры магнитного поля для воздействия на ту или иную эмульсию. На разделение

водонефтяных эмульсий в магнитном поле влияет магнитная восприимчивость отдельных компонентов нефти и воды, в результате чего, возникшая разность потенциалов приводит к расслоению системы.

Гипотетически, на стадии, где происходит гравитационное разделение фаз, используя сверхсильных магнитных полей, приведет к разделению эмульсии из – за выталкивания нефтяной фазы, как более сильного диамагнетика по сравнению с водой. То есть, усовершенствовать последнюю стадию процесса деэмульсации можно с использованием магнитного поля [19].

В статье [20] проводили исследования на искусственно созданной эмульсии с добавлением разных типов деэмульгатора. Процесс отстаивания водонефтяной эмульсии проводили при комнатной температуре 22 °С в четырех отстойниках, в которых разрушение эмульсий происходит в результате различных механизмов. Так, в отстойнике №1 происходит разрушение эмульсии при добавлении деэмульгатора, в отстойнике №2 – сочетание химического метода и магнитных сил (источник находится под отстойником), в отстойнике №3 – сочетание химического метода и магнитных сил (источник находится над отстойником), в отстойнике №4 – также сочетание химического метода и магнитных сил (источник находится вокруг отстойника). В результате, авторы отметили, что каждый деэмульгатор проявляет разные деэмульгирующие свойства. При добавлении источника магнитного поля под отстойником и добавлении деэмульгатора (СНПХ, 4315Д, LML 4312) наблюдалось лучшее обезвоживание эмульсии, а при расположении источника над отстойником и при добавлении деэмульгатора (Рекорд 118, Лапрол 4202, Реапон 4В) также наблюдается положительная динамика обезвоживания. Данные результаты говорят о том, что для достижения требуемого эффекта при использовании магнитного поля необходимо для каждой индивидуальной эмульсии подобрать соответствующий деэмульгатор экспериментальным путем. Но данные исследования также показывают, что воздействие магнитного поля и добавление деэмульгатора дает положительные результаты на процесс отстаивания эмульсии в первые минуты проведения процесса. Это

объясняется синергизмом использования химического и магнитного методов деэмульсации [20].

Для процесса деэмульсации необходима пластовая вода, которая должна удовлетворять требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов». Качество подготовки воды может быть достигнуто за счет применения новых технологий, а также повышения эффективности использования существующего оборудования. Авторы в своей статье [21] поднимают вопрос о качестве подготовки пластовой воды для закачки в систему ППД. Данную проблему авторы решают, используя коалесцирующие элементы в системе. Опытные – промышленные испытания установки проводили на УПСВ «Богатыревская» АО «Самара – нефтегаз», в ходе которых были выявлены зависимости эффективности работоспособности установки от различных значений производительности (от 800 до 400 м³/сут). Также было выявлено содержание ОНП и КВЧ в химико – аналитической лаборатории. В результате анализа выяснилось, что количество нефтепродуктов на входе составляло около 400 мг/л, а на выходе снижалось с уменьшением производительности. Авторами была выявлена зависимость степени очистки воды, которая определяется концентрацией нефтепродуктов на выходе установки [21]:

$$y = 12247716,35 \cdot x^{-2,28}, \quad (1.1)$$

Используя полученную зависимость, авторами была получена работоспособность установки при предельно допустимой концентрации нефтепродуктов в очищенной воде (40 мг/л). В результате для соблюдения условий качества производительность установки не должна превышать 470 м³/сут.

1.8 Математическое моделирование процессов подготовки нефти на промысле

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики был разработана математическая модель, которая описывает процессы отстаивания под действием силы тяжести, с учетом скорости стесненного осаждения, а также эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти [24].

В поле тяжести на оседающую (всплывающую) частицу действуют:

- разность силы тяжести и подъемной силы Архимеда:

$$\Delta F = \frac{\pi \cdot g}{6} \cdot d^3 \cdot \Delta \rho, \quad (1.2)$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей частицы и окружающей среды;

d – диаметр частицы;

g – ускорение свободного падения.

- сила сопротивления сплошной среды (20):

$$F_c = \xi_0 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{\omega_0}{2} \cdot \rho_c, \quad (1.3)$$

где ξ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления сплошной среды движению в ней одиночной частицы;

ω_0 – скорость движения одиночной частицы относительно сплошной среды;

ρ_c – плотность сплошной среды.

- сила конвекционных токов в сплошной среде.

Допустим, что температура во всех точках отстойника одинакова, тогда конвекционные токи отсутствуют. При постоянной скорости движения частицы в среде:

$$\Delta F = F_c \quad (1.4)$$

$$\xi_0 \cdot Re_0^2 = \frac{4}{3} \cdot Ar, \quad (1.5)$$

где Re_0 – критерий Рейнольдса:

$$\text{Re}_0 = \frac{\omega_0 \cdot d \cdot \rho_c}{\mu_c}, \quad (1.6)$$

μ_c – динамическая вязкость сплошной среды;

Ar – критерий Архимеда;

$$Ar = \frac{d^3 \cdot g}{\nu_c^2} \cdot \frac{\rho_\partial - \rho_c}{\rho_c} \quad (1.7)$$

ρ_∂ – плотность дисперсной фазы;

ν_c – кинематическая вязкость сплошной среды.

В условиях стесненного осаждения (всплытия) частиц, т.е. при взаимодействии между частицами, имеем аналогично (уравнение 1.5) равенство:

$$\xi_\partial \cdot \text{Re}_\partial^2 = \frac{4}{3} Ar, \quad (1.8)$$

где ξ_∂ – коэффициент гидравлического сопротивления для дисперсной фазы в эмульсии;

Re_∂ – критерий Рейнольдса в условиях стесненного потока.

Экспериментальными исследованиями показано, что скорости оседания частиц в условиях свободного осаждения и стесненного потока связаны соотношением:

$$\omega_{\partial\partial} / \omega_\partial = (1 - \varphi)^{4,7}, \quad (1.9)$$

где $\omega_{\partial\partial}$ – скорость осаждения частицы относительно сплошной среды в условиях стесненного потока;

ω_∂ – скорость свободного осаждения частицы;

φ – объемная доля дисперсной фазы в системе.

Допустим распределение капель воды в нефти после заполнения отстойника равномерно. Следовательно, обводненность эмульсии в любом сечении ее одинакова и равна B . Относительная скорость стесненного осаждения частиц воды диаметром d_i равна [24]:

$$\left(\frac{\omega_{od}}{\omega_o}\right)_i = \left[\frac{1-B}{1-B \cdot \sqrt{1-\left(\frac{d_i}{d_{max}}\right)^2}} \right]^{4.7} \quad (1.10)$$

где d_{max} – максимальный размер частицы.

$$\frac{\omega_{odi}}{\omega_{oi}} = \frac{\omega_{odi} \cdot 18 \cdot \mu_{гк} \cdot (1-B)^2}{d_{max}^2 \cdot (\rho_v - \rho_{гк}) \cdot g \cdot \left[(1-B)^2 - \left(1 - \frac{B}{B_o}\right)^2 \right]} = (1-B)^{4.7}, \quad (1.11)$$

Таким образом, по (1.27) можно рассчитать скорости стесненного осаждения капель воды с учетом изменения обводненности эмульсии по высоте отстойника.

Рассмотренная математическая модель применима для процессов, где не используется электрическая деэмульсация, так как процесс образования глобул воды и их последующее оседание под действием силы тока представляет собой сложный процесс для создания математической модели электродегидратора.

Аналитический расчет процессов разрушения и взаимодействия капель воды в нефти в электрическом поле возможен только для ограниченного числа случаев.

Именно поэтому численное моделирование процессов создания и разрушения эмульсий в электрических полях является перспективной областью исследований.

При исследовании модели электромагнитного разделения водонефтяных эмульсий в работе [22] особое внимание уделяется вопросу о распределении поля скорости водной фазы, потому что именно она под действием электрофореза получает ускорение. Автор предлагает математическую модель движения водной фазы в цилиндрическом конденсаторе (1.12):

$$\rho_v \frac{\partial v}{\partial t} + \rho_v v \frac{\partial v}{\partial r} = - \frac{3k}{4\pi r_0^3} v + \frac{c}{2} \cdot \frac{\partial(\epsilon_c E^2)}{\partial r}, \quad (1.12)$$

где ρ_v – плотность воды, кг/м³;

v – скорость водяной фазы, м/с;

t — независимые переменные по пространству и времени;

r_0 — радиус капле воды, м;

E — напряженность электрического поля, В/м;

c — объемная концентрация водной фазы.

В результате исследований автор делает следующие выводы: логарифмический характер распределения напряженности электрического поля объясняет особенности распределения скорости наблюдаемые в области внутренней стенки конденсатора, также установленное распределение скорости предполагает накопление водной фазы около внешней стенки установки, но не у самой стенки, а с крайне медленным движением к ней.

Проблема обезвоживания водонефтяных эмульсий также рассматривалась авторами в работе [23], где используется высокочастотное электрическое поля, которое может воздействовать на эмульсию с содержанием воды около 90%. В работе сформулирована математическая модель в виде системы уравнений для обоснования механизма разрушения водонефтяной эмульсии, описания режимов проведения процесса, а также прогнозирования результатов в зависимости от свойств сред [23]:

$$\rho_v \frac{\partial v_r}{\partial t} + \rho_v v_r \frac{\partial v_r}{\partial r} + \rho_v v_z \frac{\partial v_r}{\partial z} = -\frac{3kcv_r}{4\pi r_0^3} + \frac{c}{2} \cdot \frac{\partial(\varepsilon_c E^2)}{\partial r}, \quad (1.13)$$

$$\rho_v \frac{\partial v_z}{\partial t} + \rho_v v_r \frac{\partial v_z}{\partial r} + \rho_v v_z \frac{\partial v_z}{\partial z} = -\frac{3kcv_z}{4\pi r_0^3} - \rho_v g, \quad (1.14)$$

$$\varepsilon_c = \frac{\partial(\varepsilon_c \varepsilon_s^l)}{\partial c}, \quad (1.15)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial c}{\partial t} = & \frac{D}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial c}{\partial r} \right) + D \frac{\partial^2 c}{\partial z^2} - v_r \frac{\partial c}{\partial r} - v_z \frac{\partial c}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r(\alpha_T + \alpha_T^E) D \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \\ & \frac{\partial}{\partial z} \left((\alpha_T + \alpha_T^E) D \frac{\partial T}{\partial z} \right), \end{aligned} \quad (1.16)$$

$$q = \frac{\omega \varepsilon_0 \varepsilon_s' t g \delta_s}{2} |\dot{E}|^2, E = \frac{U}{r} \ln \frac{r_2}{r_1}, \quad (1.17)$$

$$\rho_v = \rho_v^0 c, \rho_v^0 = const, \quad (1.18)$$

$$\rho_f = \rho_f^0 (1 - c), \rho_f^0 = const, \quad (1.19)$$

$$\rho_s = \rho_f + \rho_v, \quad (1.20)$$

$$c_s = c_f (1 - c) + c \cdot c_v, \lambda_s = \lambda_f (1 - c) + c \lambda_v, \quad (1.21)$$

$$\eta_f = \eta_0 \exp(-\gamma \Delta T), \quad (1.22)$$

$$\varepsilon'_s = \varepsilon'_v{}^c \cdot \varepsilon'_f{}^{(1-c)}. \quad (1.23)$$

где v, f, s — индексы, относящиеся к воде, нефти и смеси соответственно,
 $\Delta T = T - T_0$, T — температура эмульсии,
 T_0 — первоначальная температура эмульсии,
 q — плотность распределенных источников тепла,
 α_T, α_T^E — параметры термодиффузии и электротермодиффузии,
 ρ_f^0, ρ_v^0 — истинные плотности несущей и диспергированной фаз,
 E — напряженность электрического поля,
 ε_0 — электрическая постоянная,
 $\varepsilon'_s, tg \delta_s$ — относительная диэлектрическая проницаемость и тангенс угла диэлектрических потерь смеси нефти и воды,
 η_0 — первоначальная вязкость нефти,
 γ — коэффициент, учитывающий зависимость вязкости нефти от температуры,
 ρ_s, c_s, λ_s — плотность, удельная теплоемкость и теплопроводность смеси нефти и воды,
 U — разность потенциалов между обкладками конденсатора,
 r_1, r_2 — радиусы внутреннего и внешнего обкладок конденсатора,
 c — объемная концентрация глобул воды,
 D — коэффициент диффузного перемешивания.

В результате были получены графики распределения концентрации капель воды и температуры между внешним радиусом внутренней обкладки и внутренней радиусом внешней обкладки конденсатора в различные моменты времени. Было установлено, что кривые распределения концентрации капель воды в различные моменты времени мало отличаются друг от друга. К моменту времени 10 с процесс перераспределения капель воды в пространстве практически завершается, тогда как температура эмульсии в результате воздействия продолжает расти.

Далее были проведены оценочные расчеты эффективности расслоения эмульсии. Константа коагуляции, которая характеризует процесс укрупнения частиц, вводится при наложении на эмульсию внешнего электрического поля, $\frac{м^3}{с}$ [23]:

$$K(V, w) = (v_V - v_w)E \sqrt{\frac{g_1 \varepsilon_0 \varepsilon'_s}{1 - g_1} \frac{18 \lambda V_g}{\rho_p g}}, \quad (1.24)$$

где V_g –объем большой капли,

v_V, v_w –скорость оседания большой и маленькой капель, которые определяются по формуле Стокса:

$$v_{V,w}(r, z, t) = \sqrt[3]{\frac{4\pi}{3}} - \frac{g \rho_p}{6\pi \eta_n(r, z, t)} V_{g,l}^{2/3}, \quad (1.25)$$

где $V_{g,l}$ –объем капель, индекс l относится к маленькой капле,

g –ускорение свободного падения,

ρ_p –разность плотностей воды и нефти,

$g_1 = (\frac{d}{D})^2$, D, d –диаметры большой и маленькой капель,

λ –коэффициент, компенсирующий завышенное значение силы диполь – дипольного взаимодействия.

Для расчета времени, за которое число капель уменьшается в 2 раза:

$$t_k(r, z, t) = \frac{2}{K(V,w)N(r,z,t)}, \quad (1.26)$$

где $N(r, z, t)$ –число капель в единице объема.

А число капель в единице объема конденсатора рассчитывали, используя следующую формулу (1.27):

$$N(r, z, t) = \frac{c(r,z,t)}{V_g}, \quad (1.27)$$

где $c(r, z, t)$ –объемная концентрация капель воды в эмульсии.

Далее для расчета динамики расслоения эмульсии вычисляются интегральные значения количества капель воды в эмульсии в начальный и текущий момент времени. Затем результаты подставляют в выражение:

$$V(t) = (1 - \frac{N_k}{N_0}) \cdot 100\%, \quad (1.28)$$

где N_0 и N_k —начальный и текущий моменты времени соответственно.

В результате авторы сделали вывод о том, что распределения концентрации капель воды и температуры приблизительно одинаковы по высоте конденсатора. Расслоение эмульсии начинается с верхней части конденсатора. Сравнение теоретических расчетов с известными экспериментальными исследования показывает хорошее качественное совпадение расчетных и экспериментальных данных.

В настоящее время в России не создана математическая модель для описания явлений разрушения водонефтяных эмульсий под действием электрического поля.

Поэтому перспективной областью исследования является составление математической модели процессов создания и разрушения водонефтяной эмульсии под действием электрического поля для дальнейшего внедрения в моделирующую систему процессов первичной подготовки нефти.

1.9 Язык программирования Python

Для решения различных математических проблем, возникающих в инженерии, существует множество различных вариантов программного обеспечения для получения точного или приблизительного решения.

Некоторые программные продукты, такие как COMSOL или ANSYS, очень удобны для пользователя, но они скрывают большую часть элементов вычислений от пользователя.

Еще один набор программных продуктов для решения инженерных задач — это математические программные пакеты, такие как MATLAB, Mathematica или MathCAD[25].

Эти пакеты дают пользователю больше контроля над вычислениями, но они также требуют более специализированных знаний, чем программное обеспечение моделирования процессов, описанное ранее.

Эти математические пакеты программного обеспечения, вероятно, являются наиболее популярными.

У них есть один главный недостаток – они могут быть довольно дорогими, особенно если требуются различные поддерживающие библиотеки и дополнительные пакеты.

Конечным вариантом для вычислительного решения технических проблем является просто написать свой собственный компьютерный код на относительно низкоуровневом языке, таком как FORTRAN или C ++.К сожалению, этот вариант требует значительных специальных знаний. Написание низкоуровневого компьютерного кода также может быть очень сложным и объемным, когда ошибки в коде трудно идентифицировать из-за неясных сообщений об ошибках. В результате тратится большая часть времени на поиск ошибок в компьютерном коде, а не на изучение вычислений и разработки алгоритмов.

Не существует идеального решения проблемы выбора оптимальной компьютерной среды для обучения вычислительным методам решения технических задач. Тем не менее, язык программирования Python имеет множество преимуществ [25]:

- 1) Он находится в свободном доступе и работает на большинстве основных компьютерных операционных системах, таких как Windows, MacOS и Linux.

- 2) У этого программного продукта есть огромное количество дополнительных библиотек, которые также являются бесплатными и добавляют возможности вычислительной математики. Например, библиотека Numpy предоставляет Python возможности, аналогичные возможностям MATLAB.

- 3) Это интерпретируемый язык (определенный ниже) и проще, быстрее для разработки новых алгоритмов, чем скомпилированные языки.

- 4) Многие библиотеки ранее скомпилированных алгоритмов могут быть импортированы в Python, что позволяет очень быстро и эффективно вычислять.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На стадиях подготовки нефти необходимо проводить процессы обессоливания и обезвоживания. Применение электрического поля при гравитационном осаждении вызывает образование дипольных моментов внутри капель воды, что приводит к их относительному притяжению и последующему слиянию. Соответствующее укрупнение размера капель ускоряет осаждение, что обеспечивает интенсификацию общего обезвоживания.

Электродегидраторы – это аппараты, в котором происходит гравитационное осаждение воды в нефти в присутствии электрического поля. Обобщенная конструкция приведена на рисунке 10.

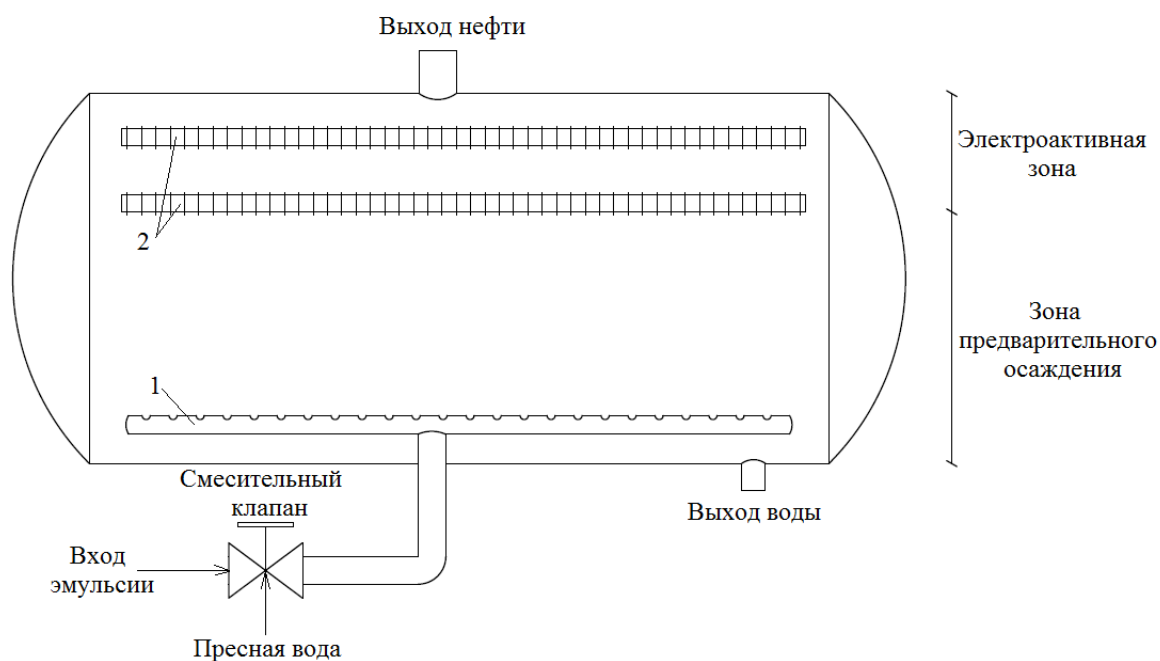


Рисунок 10 – Упрощенная схема ЭДГ:

1 – маточник для распределения водонефтяной эмульсии, 2 – электроды

Перед подачей в ЭДГ нефтяная эмульсия предварительно смешивается с пресной водой через смесительный клапан, для выделения солей, растворенных в нефти. При прохождении через смесительный клапан имеет место каплеобразование с некоторым распределением размеров капель.

Растворенная пресной водой нефтяная эмульсия поступает в ЭДГ через распределительное устройство для осаждения капель воды под действием сил тяжести. На промышленной практике конструкция ЭДГ обеспечивает движение вверх при ламинарном режиме.

ЭДГ имеет две рабочие зоны: первая по ходу эмульсии зона – это зона предварительного осаждения, где имеет место предварительное осаждение крупнейших капель воды. Эффективность обезвоживания в этой зоне зависит от начального распределения размеров капель из смесительного клапана. Вторая зона – это электроактивная зона, где имеет место одновременно слияние капель за счет действия электрического поля и их окончательное осаждение за счёт силы тяжести.

Обезвоженная нефть уходит верхом, а осажденная вода отводится снизу.

Методом исследования настоящей работы является метод математического моделирования.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данный раздел дипломной работы посвящен обоснованию целесообразности создания математической модели обезвоживания нефти в электродегидраторе.

Выполнение выпускной квалификационной работы проводилось в Инженерной школе природных ресурсов (ИШПР) Томского Политехнического Университета (ТПУ) в отделении химической инженерии. Выпускная квалификационная работа заключалась в разработке математической модели процессов первичной подготовки нефти на промысле, которая была реализована с использованием программного продукта Python. Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность.

Основными средствами для выполнения выпускной квалификационной работы являлись персональный компьютер и локальная вычислительная сеть с выходом в Интернет.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

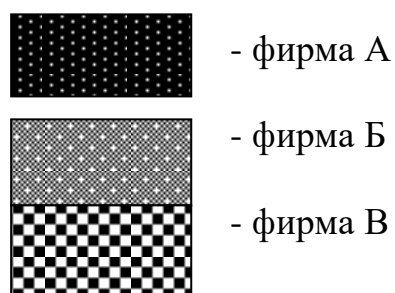
Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные

критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

На рисунке 18 представлена карта сегментирования рынка по виду оказываемой услуги с применением математической модели процесса первичной подготовки нефти.

Потребитель	Вид услуги		
	Продажа программного продукта	Оказание услуг по исследованию и оптимизации	Продажа тренировочной версии
Крупные НПЗ			
Средние НПЗ			
Малые НПЗ			
Образовательные учреждения			
Проектные организации			

Рисунок 18 – Карта сегментирования



На Рисунке 18 показано, какие ниши на рынке услуг по применению математической модели не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

5.1.2 Диаграмма Исикава

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) - это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления.

Область применения диаграммы:

Выявление причин возникновения проблемы;

Анализ и структурирование процессов на предприятии;

Оценка причинно-следственных связей.

Для построения диаграммы нужно обозначить проблему. Проблема первичной подготовки нефти заключается в достижении требуемого качества нефти, которое регламентируется ГОСТом.

Затем выявляются факторы/группы факторов, влияющие на объект анализа. В данном случае выделены следующие факторы, влияющие на проблему:

- персонал;
- оборудование;
- сырье, материалы, комплектующие;
- технология проведения работ;
- условия труда;
- дополнительные химические реагенты.

Выявленные факторы подводят к стрелкам диаграммы первого уровня.

Полученная диаграмма Исикавы приведена в приложении Б.

5.1.3 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

При коммерциализации научно-технических разработок продавец (а это, как правило, владелец соответствующих объектов интеллектуальной собственности), преследует вполне определенную цель, которая во многом зависит от того, куда в последующем он намерен направить (использовать, вложить) полученный коммерческий эффект. Это может быть получение средств для продолжения своих научных исследований и разработок (получение финансирования, оборудования, уникальных материалов, других научно-технических разработок и т.д.), одноразовое получение финансовых ресурсов для каких-либо целей или для накопления, обеспечение постоянного притока финансовых средств, а также их различные сочетания.

Для продвижения товара на рынке необходимо правильно выбрать метод коммерциализации.

Разработанная математическая модель электродегидрататора позволит:

- оптимизировать действующие технологические производства;
- изучить зависимости остаточной обводненности от различных факторов (температура, давление, начальная обводненность, вязкость и плотность нефти и т.д.);
- усовершенствовать имеющиеся технологические производства;
- внедрить совершенно новую технологию в действующее производство.

Поэтому для данного программного продукта подходит инжиниринг. Он предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг.

Такое сотрудничество позволит постоянно исследовать данную проблему и внедрять новые разработки, так как получение финансовых ресурсов будет постоянным.

5.2 Инициация проекта

Инициация проекта состоит из процессов, которые выполняются для нового проекта или новой стадии проекта. Для этого определяются начальные цели, содержание, фиксируются ресурсы. Также определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта. Заинтересованные стороны проекта отображены в таблице 3.

Таблица 3 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
НИ ТПУ, ИШПР, отделение химической инженерии	Реализация математической модели с дальнейшей возможностью проведения исследований на ней

В таблице 4 представлена информация о целях проекта, критериях достижения целей, а также требования к результатам проекта.

Таблица 4 – Заинтересованные стороны проекта

Цели проекта	Создание математической модели электродегидратора
Ожидаемые результаты проекта	Готовая математическая модель, реализованная с помощью языка программирования
Критерии приемки результата проекта	Функционирующая математическая модель, которая адекватно описывает процессы, происходящие в электродегидраторе при разделении водонефтяной эмульсии
Требования к результату проекта	Адекватность модели, возможность использования на действующем производстве, универсальность (т.е. возможность учесть влияние различных факторов, таких как температура, давление и т.д.)

Рабочая группа проекта отображена в таблице 5.

Таблица 5 – Рабочая группа проекта

ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, ч
Кузьменко Елена Анатольевна, НИ ТПУ, доцент отделения химической инженерии ИШПР	Руководитель проекта	Консультирование, определение задач, контроль выполнения.	90
Малых Кристина Анатольевна, студент гр. 2КМ61	Исполнитель по проекту	Анализ литературных источников, разработка математической модели, программирование, эксперименты.	490
Криницына Зоя Васильевна, НИ ТПУ, отделение социально – гуманитарных наук ШИП, доцент	Руководитель проекта по разделу «Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент»	Консультирует выполнение раздела «Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент»	2

Продолжение таблицы 5

Авдеева Ирина Ивановна, ассистент	Руководитель проекта по разделу «Социальная ответственность»	Консультирует выполнение раздела «Социальная ответственность»	2
Сыскина Анна Александровна, доцент отделения иностраных языков	Руководитель проекта раздела ВКР на английском языке	Консультирует выполнение раздела ВКР на английском языке	2
Итого:			586

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта. В таблице 6 приведены всевозможные ограничения научно – технического исследования.

Таблица 6 – Ограничения проекта

№	Фактор	Ограничения / допущения
1	Бюджет проекта	—
2	Источник финансирования	—
3	Сроки проекта	01.02.2018 – 08.06.2018 г
4	Дата утверждения плана управления проектом	01.02.2018 г
	Дата завершения проекта	08.06.2018 г

5.3 Планирование управления научно-техническим проектом

5.3.1 Разработка графика проведения научного исследования

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Магистр
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	4	Изучение литературы: назначение процесса, исследование современных методов для реализации математической модели	Магистр
	5	Разработка математической модели	Магистр
	6	Проверка модели на адекватность	Магистр
	7	Оценка эффективности полученных результатов	Магистр
	8	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	9	Составление пояснительной записки	Магистр
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Подготовка к защите дипломной работы	Магистр
	11	Защита дипломной работы	Магистр, руководитель

Определение трудоемкости выполнения работ.

Трудоемкость работ определяется по сумме трудоемкости этапов и видов работ, оцениваемых экспериментальным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов, поэтому применяются оценки минимально возможной трудоемкости выполнения отдельных видов работ - t_{min} , максимально возможной - t_{max} , ожидаемое значение трудоемкости - $t_{ож}$ рассчитывается по формул:

$$t_{ож i} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (5.1)$$

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней перевели в календарные дни. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.2)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (5.3)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Результаты расчета длительности выполнения этапов НИР представлен в приложении В.

На основании данных, представленных в приложении В, был составлен календарный план-график проведения НИР представленный в приложении Г.

5.3.2 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ.

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (5.4)$$

где m - количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости

материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки записаны в таблице 8.

Таблица 8– Материальные затраты

Наименование	Ед. Из м.	Количество			Цена за единицу, руб			Затраты, З , руб		
		ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП. 3	ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП. 3	ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП. 3
Бумага	уп	2	2	2	200	250	270	400	500	540
Ручка	шт	3	3	3	30	50	70	90	150	210
Флэш – карта	шт	1	1	1	500	700	1000	500	700	1000
Итого, тыс. руб.								990	1350	1750

Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 9.

Таблица 9– Первоначальная стоимость спецоборудования для научных работ

Наименование	Ед. Изм.	Количество			Цена за единицу, руб			Затраты на спецоборудование, З _{спец} , руб		
		ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП. 3	ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП. 3	ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП.3
Компьютер	шт	1	1	1	30000	32000	35000	30000	32000	35000
Принтер	шт	1	1	1	7000	10000	9000	7000	10000	9000
Программное обеспечение MicrosoftOffice	шт	1	1	1	3399	3399	3399	3399	3399	3399
Программное обеспечение Python (в свободном доступе)	шт	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Итого, тыс. руб.								40399	45399	47399

Для учета стоимости данного программного обеспечения с учетом времени использования, произведем расчет амортизационных отчислений. Учитывая, что срок полезного использования составляет 5 лет, можно рассчитать:

$$N_a = \frac{100\%}{5 \text{ лет}} = 20\% - \text{годовая норма амортизации,}$$

$$N_a^r = C \cdot N_a - \text{ежегодная сумма амортизации,}$$

$$N_a^m = \frac{N_a^r}{12 \text{ месяцев}} - \text{ежемесячная сумма амортизации.}$$

Стоимость по статье составит:

$$C = N_a^m \cdot n, \quad (5.5)$$

где n – количество месяцев, когда использовался продукт.

В данном случае n составляет 4 месяца.

Таблица 10– Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Ед. Изм.	Количество			Затраты на спецоборудования, $Z_{\text{спец}}$, руб		
		ИСП. 1	ИСП. 2	ИСП. 3	ИСП.1	ИСП.2	ИСП.3
Компьютер	шт	1	1	1	2000	2133,3	2333,3
Принтер	шт	1	1	1	466,7	666,7	600
Программное обеспечение MicrosoftOffice	шт	1	1	1	226,6	226,6	226,6
Программное обеспечение Python (в свободном доступе)	шт	1	1	1	0	0	0
Итого:					2693,3	3026,6	3159,9

Основная заработная плата исполнителей темы.

Основная заработная плата руководителя (от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями. Доцент - 28900 руб, магистрант – 1854 руб.

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3) иные выплаты; районный коэффициент. 1,3.

$$Z_{\text{м}}^{\text{доцент}} = \text{Оклад} \cdot k_p = 28900 \cdot 1,3 = 37570 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{м}}^{\text{магистр}} = \text{Оклад} \cdot k_p = 1854 \cdot 1,3 = 2410 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}}^{\text{доцент}} = \frac{З_{\text{м}}^{\text{доцент}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{37570 \cdot 10,4}{366} = 1068 \text{ руб};$$

$$З_{\text{дн}}^{\text{магистр}} = \frac{З_{\text{м}}^{\text{магистр}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{2410 \cdot 10,4}{366} = 68,5 \text{ руб},$$

$З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней $М=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 11).

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Исполнитель	Руководитель
Календарное число дней	128	128
Количество нерабочих дней: выходные и праздничные дни	42	63
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	—	—
Действительный годовой фонд рабочего времени	86	65

Основная заработная плата ($З_{\text{осн}}$) руководителя от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}}^{\text{доцент}} = З_{\text{дн}}^{\text{доцент}} \cdot T_{\text{р}} = 1068 \cdot 65 = 69420 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}}^{\text{магистр}} = З_{\text{дн}}^{\text{магистр}} \cdot T_{\text{р}} = 68,5 \cdot 86 = 5891 \text{ руб}$$

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (5.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

$$Z_{\text{зп}}^{\text{доцент}} = (15\% \cdot 69420) + 69420 = 10413 + 69420 = 79833 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{зп}}^{\text{магистр}} = (15\% \cdot 5891) + 5891 = 884 + 5891 = 6775 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.7)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). 27,1%.

$$Z_{\text{внеб}}^{\text{доцент}} = 27,1\% \cdot 79833 = 21635 \text{ руб.}$$

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята 16%.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчёт бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	990	1350	1750
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	2693,3	3026,6	3159,9
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	69420	69420	69420
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	10413	10413	10413
5. Отчисления во внебюджетные фонды	21635	21635	21635
6. Накладные расходы	16824	16935	17020
7. Бюджет затрат НТИ	121975,3	122779,6	123397,9

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

5.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования (таблица 12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.8)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{p1} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.1}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{121975}{123398} = 0,98;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.2}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{122780}{106378} = 0,99;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.3}} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{123398}{123398} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее

численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.9)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проводится в таблице 13.

Таблица 13– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	ИСП.1	ИСП.2	ИСП.3
1. Адекватность модели	0,1	4	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,2	4	3	5
3. Универсальность	0,01	5	5	4
4. Унифицированность	0,24	5	5	3
5. Простота использования модели	0,25	4	4	4
6. Скорость расчетов	0,2	5	5	4
ИТОГО	1	4,45	4,25	4,06

$$I_{p.исп.1} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,01 \cdot 5 + 0,24 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,45;$$

$$I_{p.исп.2} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,01 \cdot 5 + 0,24 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,25;$$

$$I_{p.исп.3} = 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,01 \cdot 4 + 0,24 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,06.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{ИСП.}i} = \frac{I_{p.\text{ИСП.}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.}i}}, \quad (5.9)$$

$$I_{\text{ИСП.1}} = \frac{I_{p.\text{ИСП.1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.1}}} = \frac{4,45}{0,98} = 4,54;$$

$$I_{\text{ИСП.2}} = \frac{I_{p.\text{ИСП.2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.2}}} = \frac{4,25}{0,99} = 4,29;$$

$$I_{\text{ИСП.3}} = \frac{I_{p.\text{ИСП.3}}}{I_{\text{финр}}^{\text{ИСП.3}}} = \frac{4,06}{1} = 4,06.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 14) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{ИСП.2}}}{I_{\text{ИСП.1}}} = \frac{4,29}{4,54} = 0,94.$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{ИСП.3}}}{I_{\text{ИСП.2}}} = \frac{4,06}{4,29} = 0,95.$$

Таблица 14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	ИСП.1	ИСП.2	ИСП.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	4,25	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,54	4,29	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,94	0,95

В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный

показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел дипломной работы посвящен исследованию оптимальных условий труда инженера – программиста.

В качестве объекта исследования выступают рабочее место инженера – оператора и помещение, в котором оно находится.

Выполнение выпускной квалификационной работы проводилось в Инженерной школе природных ресурсов (ИШПР) Томского Политехнического Университета (ТПУ) в отделении химической инженерии. Выпускная квалификационная работа заключалась в разработке математической модели процессов первичной подготовки нефти на промысле, которая была реализована с использованием программного продукта Python. Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность.

Основными средствами для выполнения выпускной квалификационной работы являлись персональный компьютер и локальная вычислительная сеть с выходом в Интернет.

6.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность определяется как комплекс мероприятий по обеспечению безопасности в случае возникновения опасных факторов и включает в себя электробезопасность, безопасную эксплуатацию оборудования, безопасное протекание технологических процессов, безопасность перемещения грузов и безопасность перемещения персонала по территории предприятия.

При эксплуатации установки подготовки нефти (УПН) существуют следующие опасности для работающих:

- Наличие в системе большого количества легковоспламеняемых нефтепродуктов (бензол, этилен, полиалкилбензолы, этилбензол);
- Наличие в системе высоких температур и давления;

- Наличие высокого напряжения в электросетях (380 и 6000 в).
- Необходимость обслуживания запорной арматуры, расположенной на высоте.

Поэтому в последнее время становятся актуальными вопросы, касающиеся безопасности жизнедеятельности трудящихся.

6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Наиболее вредные производственные факторы (повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенные уровни шума и вибрации на рабочем месте, недостаточная освещенность рабочих зон, взрывы, пожары и др.) могут возникнуть при обслуживании технологического процесса.

6.2.1 Вредные вещества

В таблице 15 представлен перечень вредных веществ и класс опасности существующих при первичной подготовки нефти, согласно ГОСТ 12.1.0076[37]. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Таблица 15 – Характеристика вредных веществ

Наименование вещества	Величина ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности	Характеристика токсичности
Сероводород	10	2	Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.
Аммиак	20	4	Аммиак опасен при вдыхании. При остром отравлении аммиаком поражаются глаза и дыхательные пути, при высоких концентрациях возможен смертельный исход. Вызывает сильный кашель, удушье, при высокой концентрации паров — возбуждение, бред. При контакте с кожей — жгучая боль, отек, ожег с пузырями.
Оксид углерода (II)	20	4	Угарный газ очень опасен, так как не имеет запаха и вызывает отравление и даже смерть. Признаки отравления: головная боль и головокружение; одышка, учащённое сердцебиение, мерцание перед глазами, покраснение лица, общая слабость, тошнота, в тяжёлых случаях судороги, потеря сознания.

В производственных помещениях используют аптечки, укомплектованные медикаментами, для оказания первой доврачебной помощи.

Каждого работника или посетителя производства обеспечивают следующими средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011-89, ГОСТ 12.4.103-83, ГОСТ 12.4.111-82.

- головы (каска);
- органов дыхания (изолирующие дыхательные аппараты, противогазы, респираторы);
- лица и органов зрения (лицевые щитки, защитные очки типа ЭП2-80, прозрачные экраны);
- кожи рук (защитные перчатки, рабочие рукавицы);
- Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

6.2.2 Механические опасности

Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, работники строго соблюдают все инструкции по эксплуатации оборудования, все правила поведения на производственной площадке.

Во время нахождения в опасной зоне используют защитную одежду, перчатки, очки, каску.

В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения.

6.2.3 Электробезопасность

Для протекания непрерывного технологического процесса необходимо обеспечить его электробезопасным оборудованием, создать благоприятные условия труда для человека, связанного с электричеством [43].

Основные опасности, обусловленные электрическим током:

1. Опасность напряжения прикосновения – при прикосновении человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

2. Опасность напряжения перехода – при прикосновении человека к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

3. Опасность токов короткого замыкания.

При нарушении правил эксплуатации или неисправности электрооборудования возникает опасность воздействия электрического тока на человека. Электробезопасность обеспечивается в соответствии с [44] и относится к особо опасной категории.

В соответствии с требованиями [45], для защиты статического электричества оборудование заземляют, рабочие места снабжают резиновыми ковриками.

6.2.4 Термические опасности

Источником термической опасности в соответствии с

РД 153–34.0–03.702–99 на данном производстве являются теплообменное оборудование, трубопроводные магистрали, а также печи ПТБ, в которых проходит сгорание попутного нефтяного газа. Нарушение герметичности оборудования, приводит к получению ожогов.

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

Также для защиты используют индивидуальные средства защиты:

- лицевые щитки, защитные очки, прозрачные экраны;
- защитные перчатки, рабочие рукавицы;
- спецодежда, каска.

6.2.5 Повышенный уровень производственной вибрации и шума

Источники вибрации: насосы, центрифуги и др.

Допустимые нормы вибрации при работе в насосной составляют 60-75Дб. Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы.

Борьба с шумом и вибрациями ведется в основном посредством создания условий уменьшения их воздействия на организм человека. Используют две группы для борьбы:

- конструктивно-технологические - к этой группе относится использование смазки, замена зубчатых передач металлических частей оборудования пластмассовыми, использование клиноременной передачи;
- акустические: использование звукопоглощающих материалов, звукоизолирующие кабины, а также глушители.

Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно, уровень шума соответствует ГОСТ 12.1.003 – 83.

6.2.6 Показатели микроклимата на рабочем месте

Основными параметрами микроклимата является температура, относительная влажность и скорость воздуха. Микроклимат оказывает влияние на самочувствие человека, его трудоспособность и протекания физиологических процессов. Для оценки метеоусловий в помещениях производят измерения температуры, влажности, запыленности, скорости движения воздуха. Результаты измерения сравнивают с нормативами ГОСТ 12.1.0005-88 и СанПиН 2.2.4.584-96 [38].

Выполняемая работа относится к категории Ia, для которой определяют оптимальные и допустимые границы основных параметров микроклимата, которые приведены в таблице 16 [8].

Таблица 16 – Допустимые параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Категория работ	Температура воздуха, С		Температура поверхностей, tC	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимального, t _{опт}	Выше оптимального, t _{опт}			Если t < t _{опт}	Если t ⁰ > t _{опт}
Холодный	Ia	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	Ia	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15,75	0,1	0,2

Система отопления должна обеспечивать достаточное, постоянное и равномерное нагревания воздуха в помещениях в холодное время года, а также безопасность в отношении пожаров и взрывов. Оптимальной является водяная система отопления, которая является гигиеничной, надежной в эксплуатации, требующей минимум затрат на обслуживание, и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

Для обеспечения требуемого микроклимата воздушной среды предложена искусственная вентиляция или кондиционирование.

6.2.7 Освещенность рабочего места

Освещённость на рабочем месте составляет 300...500 лк по ГОСТ Р 55710 - 2013, для помещений, в которых эксплуатируются персональные компьютеры и видеодисплейные терминалы, – 750 лк для работников вычислительных центров. Необходимо ограничивать прямую блескость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей в поле зрения не должна превышать 200 кд/м². Яркость бликов на экране видеодисплейных терминалов и персональных компьютеров не превышает 40 кд/м², а яркость потолка, при применении системы отраженного освещения, не превышает 200 кд/м², что соответствует параметрам ГОСТ Р 55710 – 2013.

6.2.8 Психофизические факторы

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 психофизические факторы условно можно разделить на физические (статические и динамические) и нервно – психические перегрузки. К нервно – психическим перегрузкам относят умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки, монотонность труда.

Поскольку основным каналом получения информации от ПК является монитор, то неизбежно увеличивается нагрузка на зрительную систему.

Ведущими компонентами трудового процесса при работе на компьютере служат однообразные многократно повторяющиеся нагрузки на верхние конечности и постоянное зрительное напряжение, особенно при необходимости моторно – зрительной координации, а также нервно – эмоциональное напряжение, стрессы, связанные с ответственностью за решение выполняемых задач.

Поэтому при работе за компьютером рекомендуется устраивать перерывы. Регламентируемые перерывы продолжительностью 20-30 минут, являющиеся составной частью режимов труда, устанавливаются через каждые 1-2 часа после начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва.

6.4 Экологическая безопасность

Подготовка нефти – это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

6.4.1 Анализ воздействия разработки на биосферу

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливают следующие ориентировочные размеры санитарно – защитных зон:

- промышленный объект по переработке нефти относится к первому классу опасности - 1000 м.

Так же в таблице 17 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти.

Таблица 17 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

6.4.2 Воздействие на атмосферу

Основные источники загрязнения при подготовке нефти – это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [42]:

- Диоксид азота;
- Углерод черный (сажа);
- Оксид углерода;
- Метан;

- Бензапирен.

Таблица 18 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338 – 03[50]

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Бензол	C ₆ H ₆	0,3	0,1	2
Хлор	Cl ₂	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO ₂	0,5	0,1	3
Диоксины	C ₁₂ H ₁₄ C ₁₄ O ₂	-	0,5 пг/м ³	1
Оксид азота	NO ₂	0,085	0,04	2

С целью охраны воздушного бассейна, выполняют следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы в атмосферу:

- устанавливают трубные расширители на факельном газопроводе с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле;
- перед подачей газа на факел, используют очистку газа от токсичных веществ на абсорбционных установках [43].

6.4.3 Воздействие на гидросферу

Данное производство оказывает негативное влияние на гидросферу, основным источником опасности для окружающей среды, в данном случае являются:

- Загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусматривают:

- Обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- Дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения.

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [44].

6.4.4 Воздействие на литосферу

На данном производстве осуществляется ежегодный плановый ремонт оборудования и чистка трубопроводов, реакторных устройств и контактных поверхностей от шлама, который необходимо утилизировать. Утилизация данных отходов оказывает негативное влияние на литосферу. Для утилизации проводят захоронение на специальных полигонах для промышленных отходов.

Для каждого типа отходов существует определенный способ обезвреживания и утилизации по ГОСТ 3.1603-91, что позволяет наименьшим образом негативно воздействовать на литосферу.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.5.1 Анализ возможных ЧС

Мероприятия, проводимые во время чрезвычайных ситуаций (аварий, стихийных бедствий, военных конфликтов), представляют собой проведение спасательных работ и неотложных аварийно-восстановительных работ в очаге поражения [38].

При возникновении аварийной ситуации технологический персонал должен немедленно сообщить об аварийной ситуации диспетчеру, начальнику установки и принять соответствующие меры по ликвидации аварии, руководствуясь "Планом локализации аварийных ситуаций" (ПЛАС).

Во избежание отравления ядовитыми парами необходимо воспользоваться противогазами, которые находятся на видном месте рабочего помещения.

Для исключения возможности несчастных случаев проводят обучение и проверка знаний работников, требований безопасности труда в соответствии с [39].

Типичной ЧС для нефтехимического производства является пожар, это обуславливается широким спектром горючих веществ, используемых в производстве.

Ликвидация последствий чрезвычайной ситуации [40]

Спасательные и другие неотложные работы в очагах поражения включают:

- разведку очага поражения, в результате которой получают истинные данные о сложившейся обстановке, определяют объемы работ, уточняют способы ведения спасательных и аварийных работ, разрабатывают план ликвидации последствий ЧС;
- поиск и освобождение из-под завалов пострадавших, эвакуацию людей из опасных зон и оказание им первой медицинской помощи;
- локализацию и тушение пожара;
- санитарную обработку людей, обеззараживание транспорта, технических систем, зданий, сооружений и промышленных объектов.

Выполнение спасательных и других неотложных работ проводят специально обученными спасательными формированиями из числа работников промышленного объекта (подразделения гражданской обороны объекта).

На ряде предприятий существуют такие виды работ или условия труда, при которых работающий может получить травму или иное воздействие,

опасное для здоровья. Еще более опасные условия для людей могут возникнуть при авариях и при ликвидации их последствий. В этих случаях для защиты человека применяют средства индивидуальной защиты. Их использование должно обеспечивать максимальную безопасность. Номенклатура СИЗ включает обширный перечень средств, применяемых в производственных условиях (СИЗ повседневного использования), а также средств, используемых в чрезвычайных ситуациях (СИЗ кратковременного использования). В последних случаях применяют преимущественно изолирующие средства индивидуальной защиты (ИСИЗ) [41].

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с [48] каждый человек имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, и право на охрану здоровья. А в соответствии с п. 5 Генерального соглашения между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы [49] обеспечение безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности является одним из национальных приоритетов в целях сохранения человеческого капитала и рассматриваются в неразрывной связи с решением задач по улучшению условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Правильное расположение и компоновка рабочего места, обеспечение удобной позы и свободы трудовых движений, использование оборудования, отвечающего требованиям эргономики и инженерной психологии, обеспечивают наиболее эффективный трудовой процесс, уменьшают утомляемость и предотвращают опасность возникновения профессиональных заболеваний.

При организации производственного процесса учитывают антропометрические и психофизиологические особенности человека, его

возможности в отношении величины усилий, темпа и ритма выполняемых операций, а также анатомо-физиологические различия между мужчинами и женщинами.

Выводы: в разделе экологической безопасности рассмотрено влияние процесса первичной подготовки нефти на окружающую среду и персонал, а также принятие решений, направленных на их защиту, так как в последнее время становятся актуальными вопросы, касающиеся безопасности жизнедеятельности трудящихся.

В результате исследования выявлено, что рабочее место инженера – оператора на установке первичной подготовки нефти полностью соответствует всем требованиям безопасности по охране труда. Помещение и место удовлетворяет всем нормативным требованиям. Кроме того, действие вредных и опасных факторов сведено к минимуму, т.е. микроклимат, освещение, шум, вибрация и электробезопасность соответствуют требованиям, предъявленным в соответствующих нормативных документах. Относительно вопроса об экологической безопасности можно сказать, что деятельность производства строго регулируется, чтобы по возможности снизить или избежать нанесения вреда на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная дипломная работа посвящена математическому моделированию процессов первичной подготовки нефти. На основе литературного обзора сделан вывод о том, что электрообессоливание широко используется в технологии промысловой подготовки нефти, а соответствующей математической модели в отечественной литературе не представлено. Поэтому актуальной задачей является разработка модели электрообессоливания, учитывающей физико – химические свойства эмульсии, конструктивные особенности аппарата, режимные параметры и влияние электрического поля.

В результате анализа информации, представленной зарубежными исследователями, была разработана математическая модель электродегидратора, где учтено влияние электрического поля на коалесценцию и скорость осаждения капель.

Математическая модель была проверена на адекватность с помощью данных, полученных с действующей установки. В результате проверки математическая модель показала хорошую сходимость с экспериментальными данными, что делает возможным ее использование в дальнейшем для исследований, а также для прогнозирования процессов подготовки нефти на промыслах и проектировании новых объектов подготовки нефти в составе моделирующей системы процессов первичной подготовки нефти.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» обоснована целесообразность создания математической модели обезвоживания нефти в электродегидраторе и рассчитан бюджет НТИ. А также были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы техники безопасности, разработаны мероприятия по охране труда и окружающей среды.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. МалыхК.А. Моделирование процессов первичной подготовки нефти//Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 329-331].

2. МалыхК.А. Моделирование процессов первичной подготовки нефти//Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135 – летию со дня рождения академика М.А. Усова,основателей Сибирской горно-геологической школы и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mohayeji M., Farsi M., Rahimpour M.R., Shariati A. Modeling and operability analysis of water separation from crude oil in an industrial gravitational coalescer // Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. – 2016. – Vol. 60. P.76 – 82.
2. Reza Zolfaghari, Ahmadun Fakhrul – Razi, Luqman C. Abdullah, Said S.E.H. Elnashaie, Alireza Pendashteh. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry // Separation and Purification Technology, UK. – 2016. – Vol. 170. P.377 – 407.
3. Abubakar AbubakarUmar, Ismail Bin MohdSaaid, Aliyu Adebayo Sulaimon, Rashidah Bint Mohd Pilus. A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids // Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands. – 2018. – Vol. 165. P.673 – 690.
4. Ayman M.Atta, Hamad A.Allohedan, Gamal A.El-Mahdy. Dewatering of petroleum crude oil emulsions using modified Schiff base polymeric surfactants // Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands. – 2014. – Vol. 122. P.719 – 728.
5. Thompson D.G., Taylor A.S., Graham D.E. Emulsification and demulsification related to crude oil production // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Netherlands. – 1985. Vol. 15. P.175 – 189.
6. Mohammed R.A., Bailey A.I., Luckhum P.F., Taylor S.E. Dewatering of crude oil emulsions // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Netherlands. – 1994. Vol. 83. P.261 – 271.
7. Perles C.E., Volpe P.L.O., Bombard A.J.F. Study of the cation and salinity effect on electrocoalescence of water/crude oil emulsions // Energy Fuels, USA. – 2012. Vol. 26. P.6914 – 6924

8. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов // С. А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002
9. RezaZolfaghari , AhmadunFakhru'l-Razi , LuqmanC. Abdullah , SaidS.E.H. Elnashaie , AlirezaPendashteh. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry // Separation and Purification Technology, UK. – 2016. – №170. – С. 377 – 407.
10. Сидоров С.А., Блоцкий В.Л., Додонов В.Ф., Енгулатова В.П.// Химия и технология топлив и масел. 1996. – № 5. – С. 20.
11. Климова Л. З. Получение, исследование свойств и применение новых де- эмульгаторов водонефтяных эмульсий: Автореф. Дис. ... канд. тех. наук.– Москва, 2002.– 24 с.
12. Технологический регламент «Цех подготовки и перекачки нефти №5» (ЦППН – 5 «Игольско – Таловое нефтяное месторождение»).
13. Каталог продукции FlottwegSE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.flottweg.com/ru/>.
14. Белоусов А. А. Применение центробежной техники для обессоливания нефти // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – №6 (185). – С.55 – 57.
15. Кожухарь Е. Д. Разработка нефтегазового сепаратора с ультразвуковой полкой // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – №1. – С. 277 – 279.
16. Соколов А. Г., Шабашев Е. Ф. Технологические принципы разработки и практика эксплуатации унифицированных отстойников типа БУОН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2007. – №3. – С. 13 – 32.
17. Судыкин А. Н., Губайдулин Ф. Р., Шагеев Р. Х., Рафиков С. Б., Гиззатуллин Ф. С. Результаты пилотных испытаний технологии подготовки сверхвязкой нефти с применением ультразвукового коалесцентора // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – №6. – С. 56 –60.

18. Гречихина Н. А. Совершенствование процесса первичной переработки нефти // Электронное научное издание «Ученые заметки ТОГУ». – 2013. – №4. – С. 1221 – 1226.

19. Ермеев А. М., Елпидинский А. А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – №2. – с. 170 – 173.

20. Гимазова Г. К., Вахитова А. К., Ермеев А. М., Елпидинский А. А. Изучение влияния магнитного поля на процесс обезвоживания нефтяных эмульсий // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – №8. – С. 107 – 109.

21. Шайдуллин Ф. Д., Шарипов Р. К., Кузьмин Д. А., Газизов М. Х., Масалимов Р. М., Шайхинуров А. А. Установка по подготовке пластовой воды с использованием коалесцирующих элементов – опыт применения в АО «Самаранефтегаз» // Сбор и подготовка нефти и газа. – 2015. – №5. – С. 24 – 27.

22. Зайковский В. В. Численное моделирование процессов электромагнитного разделения водонефтяных эмульсий // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2013. – С. 460 – 462.

23. Закирьянова Г. Т., Ковалева Л. А., Насыров Н. М. Двумерное математическое моделирование воздействия высокочастотного электрического поля на эмульсию // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2010. – №2 (37). – С. 90 – 95.

24. Ушева Н. В. Моделирование процессов промысловой подготовки нефти: Методические указания к выполнению лабораторной работы по дисциплине «Моделирование многокомпонентных химических процессов» ТПУ.- Томск, 2015. – 32 с.

25. Jeffrey J. Heys. Chemical and Biomedical Engineering Calculations Using Python // Montana State University, USA. – 2017. – P.278.
26. Zhang, X., Basaran, O. A., and Wham, R. M. Theoretical prediction of electric-field enhanced coalescence of spherical drops // *AIChE Journal*, USA. – 1995. – №41 (7). – C. 1629 – 1639.
27. Chiesa M., Melheim J.A., Pedersen A., Ingebrigtsen S., Berg G.. Forces acting on water droplets falling in oil under the influence of an electric field: numerical predictions versus experimental observations // *European Journal of Mechanics B/Fluids*, Netherlands. – 2005. – №24. – C. 717 – 732.
28. Francesco Rossi, Simone Colombo, Sauro Pierucci, Eliseo Ranzi, Flavio Manenti. Upstream Operations in the Oil Industry: Rigorous Modeling of an Electrostatic Coalescer // *Engineering*, China. – 2017. – №3 (2). – C.220 – 231.
29. <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/integrate.html>
30. Paonelli L.D., Rashedi A., Yao J.. Characterization of droplet size in large scale oil – water flow downstream from a globe valve // *International Journal of Multiphase Flow*, USA. – 2018. – №99. – C.132 – 150.
31. Aryafard E., Farsi M., Rahimpoura M.R. Modeling and simulation of crude oil desalting in an industrial plant considering mixing valve and electrostatic drum // *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, Netherlands. – 2015. – №95. – C.383 – 389.
32. Mostafa Lashkarbolooki, Shahab Ayatollahi. Effects of asphaltene, resin and crude oil type on the interfacial tension of crude oil/brine solution // *Fuel* – 2018. – №223. – C.261 – 267.
33. Sivabalan Sakthivel, Sugirtha Velusamy, Vishnu Chandrasekharan Nair, Tushar Sharma, Jitendra S. Sangwai. Interfacial tension of crude oil-water system with imidazolium and lactam-based ionic liquids and their evaluation for enhanced oil recovery under high saline environment // *Fuel*. – 2017. – №191. – C.239 – 250.
34. Perles C.E., Guersoni V.C.B., Bannwart A.C.. Rheological study of crude oil/water interface – The effect of temperature and brine on interfacial film //

Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands. – 2018. – №162. – С.835 – 843.

35. Mostafa Lashkarbolooki, Shahab Ayatollahi. The effects of pH, acidity, asphaltene and resin fraction on crude oil/water interfacial tension // Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands. – 2018. – №162. – С.341 – 347.

36. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; ТПУ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

37. ГОСТ 12.1.0076. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

38. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. - введ. 01.01.1995.- М.: Издательство стандартов, 1994. – 11 с.

39. ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда [Текст]. - введ. 01.07.1991.- М.: Стандартиформ, 2010. – 16 с.

40. СанПиН 2.2.4.584-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы.

41. Белов С.В., Ильницкая А.В., Козьяков А.Ф. Безопасность жизнедеятельности и др. 7-е изд., стер. — М.: Высшая школа, 2007. — 616 с.

42. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

43. Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»)).

44. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений

45. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. - введ. 01.01.1995.- М.: Издательство стандартов, 1994. – 11 с.

46. ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда [Текст]. - введ. 01.07.1991.- М.: Стандартиформ, 2010. – 16 с.
47. СанПиН 2.2.4.584-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы.
48. Конституция Российской Федерации [Электронный ресурс]. - Режим доступа [www. URL: http://www.consultant.ru/popular/cons](http://www.consultant.ru/popular/cons)
49. Генеральное соглашение между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы от 25 декабря 2013 г. [Электронный ресурс]: - Режим доступа [www.URL: http://www.rg.ru/2013/12/30/a904631-dok.html](http://www.rg.ru/2013/12/30/a904631-dok.html)
50. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

Demulsification

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Малых К.А.		

Руководитель ВКР _____

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Е.А.	к.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сыскина А.А.	к.ф.н.		

1.1 Demulsification of water-oil emulsions

The extracted crude oil contains gas, water, salts, mechanical impurities, etc.

Salts, which are often present in crude oil, are the chlorides of calcium, sodium and magnesium.

These salts can cause serious problems, such as corrosion of pipelines and equipment, their contamination and poisoning of catalysts during subsequent oil refining.

Therefore, crude oil extracted from wells is subjected to preliminary preparation: desalination and dehydration.

These processes are industrial processes for the removal of water-soluble salts from the oil stream.

The main goal of the primary preparation processes is to achieve sufficient purity of the product, which is regulated in accordance with GOST 51858-2002.

Typically, the desalination plant is a sequentially installed separator and settling tanks, where oil and water are separated by gravitational sedimentation.

Also, the emulsion is further washed with a stream of fresh hot water so that the salts react with water and then separate from the oil stream.

An electric current is used to separate stable emulsions or for large water cuts.

Under its action, water molecules are polarized, coalesced, and gravitationally settle and separate from oil [2].

1.2 Types of water-oil emulsions

An emulsion is a mixture of two liquid-immiscible liquids, one of which is dispersed as very small droplets in the other and stabilized with an emulsifying agent [3].

Water-oil emulsions are of three types.

Emulsion of the first type (O / W) is a direct emulsion, where oil droplets (non-polar liquid) act as dispersed phase, and water (polar liquid) as the dispersion medium. Such an emulsion is also called hydrophilic.

An emulsion of the second type (W / O) is an inverse type emulsion, where water droplets are a dispersed phase, oil is a dispersion medium. Such an emulsion is also called hydrophobic.

An emulsion of the plural type is an emulsion where small water globules can form in large drops of oil or small droplets of oil form in large droplets of water [4].

Emulsions are metastable systems, usually formed in the presence of surfactant molecules, amphiphilic polymers or solid particles. It is known that the relative balance of hydrophilic and lipophilic properties of these emulsifiers is the most important parameter determining the type of emulsion: oil-in-water emulsions (O / W) are preferably obtained with molecules that are fairly hydrophilic, while water in oil (W / O) emulsions are produced in the presence of hydrophobic molecules [1].

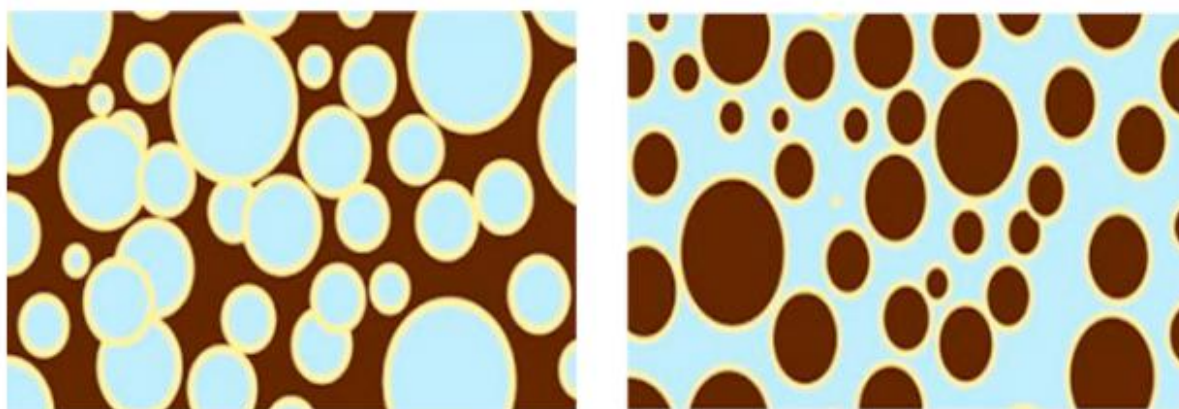


Fig. 1 – (a) Water-in-oil emulsion (b) oil-in-water emulsion

1.3 The emulsion problem

The problem of separating water from produced crude oil is as old as the oil industry itself. At the beginning of the oil industry, the water separation problem was handled by settling the free water from oil in open tanks or pits and the sludge (an intermediate phase between clean water and clean oil) was disposed of, ordinarily by burning. It was not more than a century ago that attention was drawn to the fact that “sludge” is an emulsion of crude oil and water, and that substantial amount of merchantable oil can be recovered from the emulsion. By crude oil emulsions, we are referring to water-in-oil (W/O) emulsions because most emulsions are this type. Although oil-in-water (O/W) emulsions also form and are encountered in the industry, they are generally resolved in the same way W/O emulsions are resolved, except electrostatic treaters cannot be used on O/W emulsions. At the time when crude oil and water are leaving the wellbore of an oil well, tight w/o emulsions can form due to the turbulence in the choke valve at the wellhead. The formation of emulsion during crude oil production is a very costly operational problem. It occurs when hydrocarbon and formation water in the reservoir and in production pipes are extremely mixed under shear/turbulence, and in the presence of surface active agents.

The continuous phases of these emulsions depend on the water to oil ratio, the natural emulsifier systems contained in the oil, and the origin of the emulsion. The emulsifiers are complex chemically, and they come in different shapes and sizes. As new oil fields are developed and as production conditions change in older fields, there is a constant need for new, effective demulsification methods. The emulsion must be separated before the crude oil can be accepted for transportation, to meet the residual salt and water content quality criteria for a delivered crude oil. The water content must be less than 1%.

Crude oil emulsions form when oil and brine come into contact with each other, with the influence of sufficient mixing, and in the presence of an emulsifying agent or emulsifier. The amount of mixing and the presence of emulsifier are critical for the formation of an emulsion. Several sources of mixing are available during the

process of crude oil production, a factor frequently referred to as the amount of shear. These include: flow through reservoir rock, bottom-hole perforations/pump, flow through tubing; flow lines, and production headers, valves, fittings, and chokes, surface equipment, gas bubbles released because of phase change etc. as indicated with letters A to F in Fig. 2 [1].

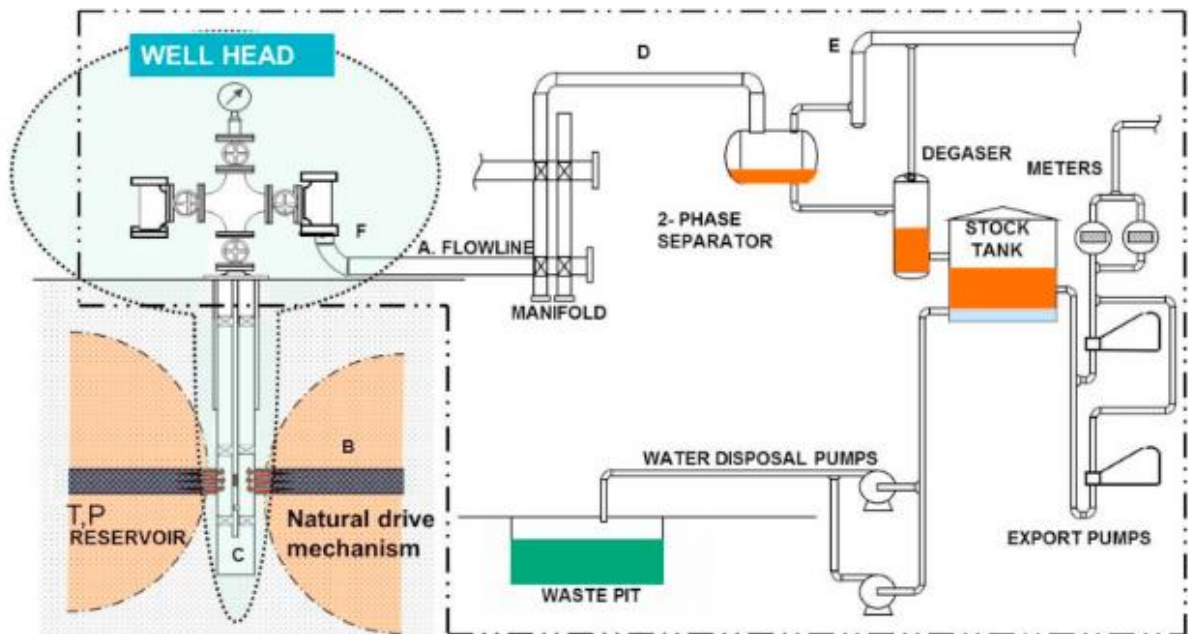


Fig. 2 – A schematic diagram of crude oil flow from the reservoir to the storage tanks

A variety of difficulties may arise when the water is coproduced with crude oil, including (but is not confined to):

- The cost of pumping or transporting the water through pipeline or by tanker, respectively.
- The corrosion of pumps, pipes, production facilities, and downstream distillation columns (due to the existence of chloride ions in aqueous phase).
- The necessity for installation of supplementary equipment to produce export-quality crude oil.
- The poisoning of downstream refinery catalysts.
- The problems pertaining to improved crude oil viscosity due to small dispersed water drops in the crude oil.

1.4 Methods of destruction of water-oil emulsion

Demulsification is an intricate process as oilfield emulsions are, in principal, complex, stable liquid-liquid colloidal suspensions comprising of dispersed/internal phase, continuous/external phase, and emulsifying agents basically present at the oil-water interface. An effectual demulsifying route must thus be capable of annulling/minimizing the stability of targeted emulsion, leading to separation of immiscible phases. Demulsification techniques are generally classified into three categories, i.e., chemical, biological, and physical treatments. Physical demulsification includes gravitational settling, centrifugation, pH adjustment, thermal treatment (conventional heating, microwave irradiation, and freeze/thaw), flotation, filtration (adsorption and coalescing filters), electrical demulsification (electro-coalescence), membrane separation, ultrasonic, inertial, and orthokinetic (shear flow). However, physical treatments of emulsions have often been employed in conjunction with other (physical, chemical, or biological) separation methods to establish hybrid systems in order to improve the destabilization of emulsions up to satisfactory levels.

In this paper, it is attempted to overview the most commonly employed demulsification methods (i.e., chemical, biological, membrane, electrical, and microwave irradiation) by discussing the effective factors involved in contribution to improving their efficiency for separation of emulsions. The rest of demulsification techniques mentioned above are not included here.

Chemical demulsification.

Stable emulsions are formed only when emulsifying materials are present. Immiscible liquids can be separated by omission, variation, or neutralization of the emulsifying agents. In this respect, appropriate chemicals with demulsifying characteristics particular to the crude oil to be treated are added to deliver rapid, cost-effective, and adaptable separation of emulsions. This concept is correspondingly applicable for the treatment of O/W emulsions. Thousands of patents and articles have focused on the feasibility of numerous chemical substances for destabilization of various emulsions in petroleum industry.

Attainment of efficient chemical demulsification approaches for the separation of W/O emulsions relies on the implementation of the following steps:

(1) Sufficient amount of an aptly chosen chemical must be added to the emulsion.

(2) Complete mixing of the chemical with the emulsion must be done.

(3) Enough heating may be necessary to accelerate the separation of or completely break the emulsion.

(4) Adequate residence time in containers must be allocated to enable settling of demulsified water droplets.

Membrane demulsification.

Exploitation of membrane separation process for oily wastewater treatment has been triggered since 1973. The uniformity of the permeate (treated water) quality irrespective of influent variations, absence of extraneous chemicals, high separation efficiency, useful for separation of micron and submicron droplets, compact setting, and lower energy cost than thermal treatments are perceived as the main benefits of membrane treatment. Nonetheless, high capital costs for very large effluent volumes, fairly low permeate flux, fouling and degradation of polymeric membranes during function, and their sensitivity to polar and chlorinated solutions are the constraints to the wide-ranging membrane applications. In membrane demulsification, the core emphasis has been given to optimization of permeate flux and separation efficiency as well as minimization of membrane fouling.

Membrane filtration processes involve rejection of some components in a solution by the membrane. Prior to reaching the steady state, the convective flow of these components oriented toward the membrane surface is larger than that caused by diffusion backflow directed to the bulk solution. As a result, build-up of the rejected components occurs at the membrane surface. This recognized phenomenon is regarded as concentration polarization bringing about several negative impacts on membrane operations, such as increase in osmotic pressure, decline in transmembrane flux, and variations in rejection properties. Low transmembrane

pressure (TMP) and slow flow rates of the emulsion passing across the membrane are the grounds for the formation of concentration polarization

As such, it is necessary to increase the backward transport of solute to the bulk solution by some ways so as to reduce this build-up at the membrane surface. The most common means of tackling this difficulty is to configure the membrane module in a way that the flow of feed solution is tangential to the surface of membrane; the flow can be either turbulent or high-shear-stress laminar.

Ultrafiltration (UF) and reverse osmosis (RO) have been found effective for treatment of soluble oil emulsions. In addition to high oil rejection capacity, these types of membranes have good performance in rejection of total organic carbon (TOC) and reduction of chemical oxygen demand (COD) and total surface charge (TSC) from the O/W emulsions. Outwardly, microfiltration (MF) membranes have more frequently been used for resolving O/W emulsions than W/O emulsions, while porous glass membranes have more often been exploited to treat W/O emulsions than wastewater. Demulsification by the use of ion-exchange resin membrane was also proposed several decades ago.

Electrical demulsification.

Electrical demulsification is generally considered advantageous from the perspective of energy consumption as compared with other demulsification approaches, such as heating or centrifugation, in addition to ecological validity. However, the drawback of this process is formation of fine secondary droplets during the coalescence, making it more burdensome to separate the produced smaller water drops. This effect is turned out either due to imposing too high electric field on the W/O emulsion, or when the dispersed aqueous drops have been enlarged too much. There are two competing processes to determine whether these secondary droplets are formed; one is necking as a result of droplet deformation due to electric field, and the other is pumping of the content of the water drops into the oil phase, which is driven by the IFT of the droplet liquid; the ratio of electrical stress energy required for the former process to the energy needed for the latter one, introduced by the product of Weber and Ohnesorge dimensionless numbers, has been reported to be a useful tool

for optimization of the design of electro-coalescers with regard to liquids characteristics, exerted electric potential, and electrode structure and geometry.

The technologies and mechanisms associated with electrostatic enhancement of coalescence of W/O emulsions have already been reviewed by researchers.

The destabilization efficiency of W/O emulsions subjected to alternating current (AC) electric field is dependent upon various factors including temperature, shear rate, water fraction, oil characteristics, emulsion residence time, and the features of electric field applied (such as field strength, duration, waveform, and frequency). It has been observed that elevating temperature, strength (voltage), duration, or frequency of the imposed electric field leads to noticeably enhanced dehydration performance of W/O emulsions. However, demulsification productivity of such emulsion substantially changed with different waveforms in declining order of square, sinusoidal, and triangular.

The optimum frequency is typically influenced by the dielectrics, the rheological and electrical characteristics of dispersed phase, and the droplet size of emulsion. Primary size of droplets in an emulsion significantly affects the optimum frequency of an electric field exerted for emulsion separation. In this respect, non-homogenized emulsions containing bigger droplet size require much lower optimal frequency to be demulsified in comparison with homogenized emulsions having small, narrowly distributed dispersed droplets. The frequency magnitude may prominently depend on the electric field strength; the choice of optimum frequency is particularly essential at low voltages. However, with regard to the increase of droplet diameter during the dehydration process of crude oil emulsions and variation of optimum frequency of an electric field with droplet size, Zhang et al. discovered that in the case of varying frequency, an appropriate selection and combination of frequencies resulted in improved dehydration performance of the pulsed direct current (DC) electric field in comparison with the most effective (optimal) frequency when it was kept constant.

In contrast to large voltages, large frequencies do not usually influence on increment in droplets distortion and emulsion resolution. The droplets may not even

have adequate time to respond to rapid variations in alternating current at too high frequencies, giving rise to formation of shorter chains of drops. Crude oil emulsions are far more rapidly (and perhaps irreversibly) flocculated when subjected to certain electric field voltage due to greater number of droplets and hence lower distance between them, leading to reduction in emulsion viscosity. That is why low concentrated emulsions typically undergo laminar or turbulent flow by internal mixing to initially aid in approaching of droplets and forming chains. The crude oil viscosity, principally owing to its paraffinic content and asphaltene, is a dominant, representative factor in evaluation of crude oil electrostatic dehydration and desalting efficiencies as it reflects both chemical (paraffinic content, asphaltene, and metal, such as Fe and Ni, fractions) and electrical (crude oil conductivity) effects of the crude oil samples in all bench, pilot-plant, and industrial scales. The oil viscosity of W/O emulsions under electric field affects the coalescence rest time of water droplets. The higher the oil viscosity, the longer the coalescence rest time; this is because the impact velocity of the falling water drops in high-viscosity oil is lower than that in low-viscosity oil.

Contrary to W/O emulsions, electrical demulsification has seldom been exploited to destabilize O/W emulsions. Utilization of high electric field to O/W emulsions undeniably initiates the electrolysis of both the aqueous phase and the electrodes, resulting in the contamination of chemicals existing in the emulsion. Voltages higher than optimum voltage for breaking O/W emulsions may also trigger their re-emulsification. Conversely, high electric field has commonly been applied to demulsify W/O emulsions because low electric field proves ineffective for their separation.

Efficiency and effect of electrostatic coalescence of O/W emulsions are dependent on type and concentration of their chemical constituents (such as oil, electrolyte, and surfactant used as emulsifier) and water content. Ichikawa et al. employed a low external electric field ($1\text{--}10\text{ V cm}^{-1}$) to demulsify some model O/W emulsions and discovered that:

- Increasing the electrolyte concentration or decreasing the ionic surfactant concentration enhanced the electrical demulsification.

- O/W emulsions stabilized by a nonionic polymer surfactant were not electrically demulsified since they are stabilized by steric effects caused by the adsorption of polymer molecules on the surfaces of droplets but not by the electrostatic interactions developed from the surface charges of emulsion droplets.

- Dense O/W emulsions (low water content) were quickly demulsified, whereas dilute (high water content) emulsions were demulsified solely near an electrode after being compacted by electrophoresis of the oil droplets, indicating that the reciprocal contact of the drops across the thin intervening water phase is crucial for an instant demulsification.

Varied mechanisms have been described for the electrostatic separation of W/O emulsions. An external electric field can promote the coalescence not only between the dispersed droplets, but also between droplets and interface. In general, a three-step coalescence mechanism is introduced: approaching of dispersed droplets, interfacial film thinning, and ultimately film rupture leading to coalescence of droplets. The overall governing step is often the film thinning process which is appreciably improved applying an effectual electric field. Other mechanisms proposed are chain formation of droplets, formation of intermolecular bonds, dipole-dipole coalescence, electrophoresis, dielectrophoresis, random collisions, and electrorefining. Besides optical microscopy and coalescence measurement techniques, electrical conductivity is considered as a useful tool to distinguish the water droplets coalescence from their chain formation when subjected to high voltage gradients, as related to the crude oil-water interfacial rheological features; incompressible oil-water interface hampers the droplet-droplet coalescence and establishes chains of water droplets (high conductivity), yet compressible interface contributes to an efficient coalescence followed by marginal conduction. Rayat and Feyzi have recently proposed a modified thermodynamic model introducing dipole-induced dipole attraction force in electrical demulsification of W/O emulsions, taking into account both water droplet size and the adsorbed layer thickness of asphaltenic

film around the water globules, and found it to be a more realistic model which could predict the electrical field strength, required for emulsion breakup, remarkably lower than that of the unmodified model which considered the dipole-dipole interactions irrespective of mutual induction, as evaluated in an earlier report. Both AC and pulsed DC modes of electric field entail induced dipoles on the water drops, resulting in attraction and coalescence between contiguous droplets [2].

The most underlying force for stabilization of charged oil droplets in water is the double layer force produced by the overlap of diffuse electric double layers of the proximate droplets. The strength of this force is measured by the concentration of ions present in water plus the surface charge densities of adjoining droplets. The mechanism of electrical demulsification of O/W emulsions stabilized by anionic surfactant(s): migration of surface ions takes place under an external electric field in order to minimize the electrostatic potential gradient brought about by the electric field. As a result, the surface charge density at the right side of the biggest droplet, which is vertical to the applied field direction, becomes the lowest. As the decrease in surface charge density lessens the height of potential energy barrier, a small droplet close to the surface with the least surface charge density is firstly fused with the largest droplet. Fusion of the small drops further enlarges the volume of the biggest droplet. The charge density on the right hand of the biggest droplet is thus more reduced. Decrement of the surface charge density diminishes the potential barrier and speeds up the coalescence process. The imposed external field consequently demulsifies the emulsion.

Thermal demulsification.

Thermal demulsification involves heating the emulsion, settling and washing the oil with hot water.

Typically, the temperature increase provides a reduction in the viscosity of the oil phase, improves the discrepancy between the oil and water phases, increases the number of droplet collisions, and usually weakens the stabilizing film surrounding the droplets.

However, the rate of diffusion of asphaltenes to the boundary increases with increasing temperature as a result of a decrease in the viscosity of the crude oil.

1.5 Emulsifiers and demulsifiers of oil emulsions

All crude oils, whatever their origin contains certain characteristics which would likely make them emulsifiable. For emulsions to form, three conditions must be satisfied. These conditions are (a) the two liquids forming the emulsion must be immiscible, (b) there must be sufficient agitation to disperse one liquid as droplets in the other, and (c) the presence of an emulsifying agent.

For an emulsion to form, the system must have the presence of water (brine), crude oil and sufficient agitation. documented that the formation of emulsions requires; differences in solubility between the continuous phase and the dispersed phase, the existence of intermediate agents having partial solubility in both phases and the presence of an energy source or sources, sufficient enough to mix the phases.

Also, of paramount importance are the types of emulsifying agents or simply called emulsifiers. Emulsifiers are associated with the produced crude oil. Since the nature and compositions of crude oils vary so widely, there exists also a great variety of crude oil emulsifiers. To formulate concentrated stable emulsions, either oil-in-water or water-in-oil type, a third substance is required apart from the two liquids. This substance is called an emulsifying agent, or simply an emulsifier. The nature of the emulsifying agent determines what type of emulsion forms. Thus, the lastingness (known as stability) of the emulsion is dependent upon the rigorousness of the agitation and upon the emulsifying agents.

However, in a sizable number of cases, it is believed to be colloidal asphalt, which includes all asphalts and similar substances which occur in colloidal dispersion in crude oil. Since the nature and compositions of crude oils vary so widely, there exists also a great variety of crude oil emulsifying agents. These emulsifiers include asphaltic materials, “resinous substances, soluble organic acids, particles in the ocean, particles found in crude oils including waxes and asphaltenes, particles found

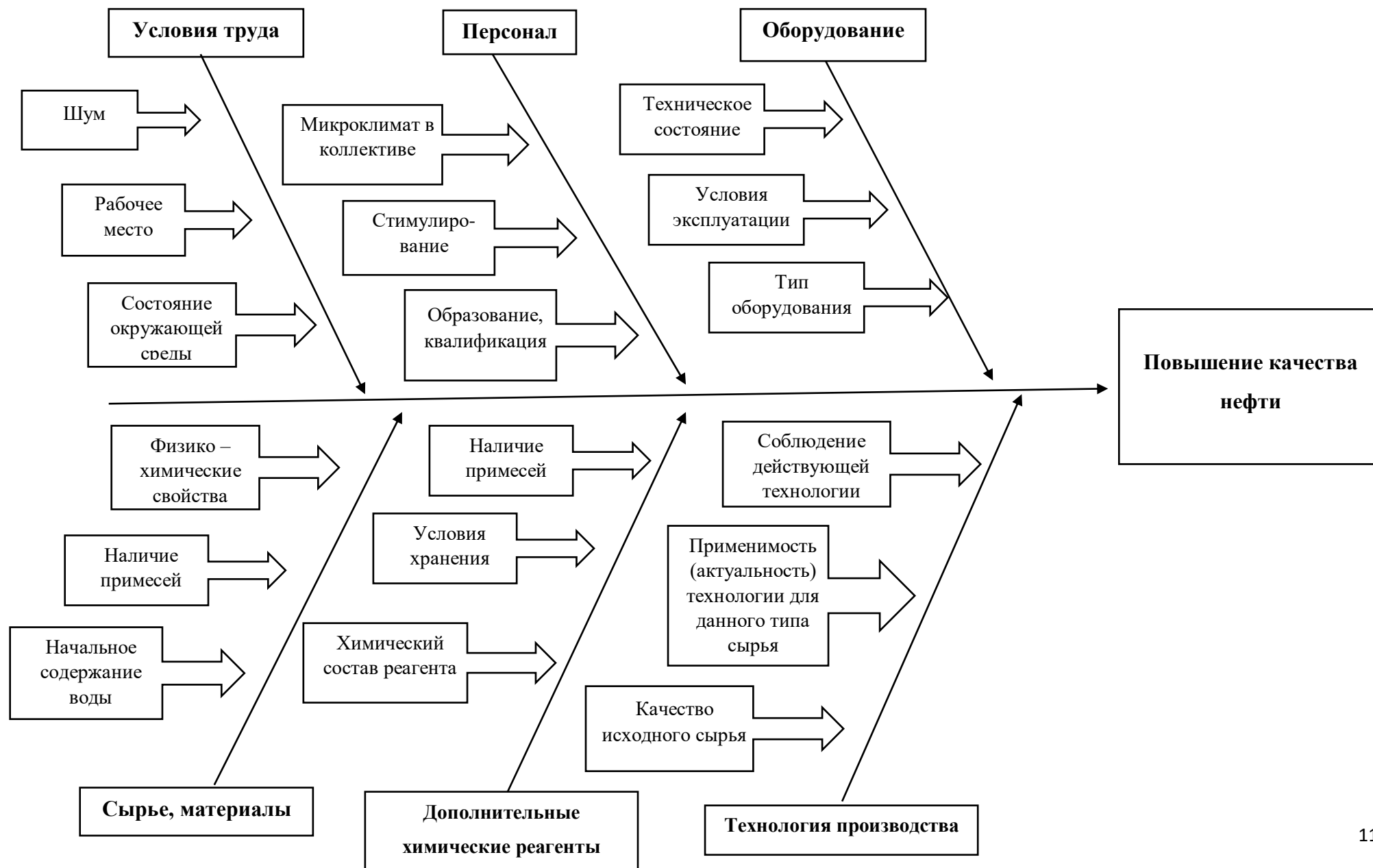
in sea water including suspended sediments, dissolved surfactants which accumulate at the water/oil interface including metallic salts, organic acids, organic bases and organometallics, and other tiny particles of solids, including products of corrosion of the equipment involved or particles of the producing formation, in case of wells completed in unconsolidated sands and sandy shales, are also the emulsifying agents contributing toward stability of the emulsions.

Evidently, an emulsion with higher emulsifier concentration requires larger concentration of chemical demulsifier for treatment. Appropriately, the emulsions formed during chemical EOR as a tertiary oil recovery process need a higher amount of demulsifier (normally hundreds of ppm, or even more in extreme circumstances) than those gained from primary and secondary oil recoveries as clarified in Section 1. As a result, too little demulsifier may not break the emulsion produced from chemical EOR, while overdosing demulsifier would result in the emulsion re-stabilization. However, the hydrophilicity or lipophilicity and molecular weight of a demulsifier are the determining factors in identification of its optimum dosage for breaking an emulsion. Equally, if an alkaline additive, for instance, increases the hydrophilicity of asphaltenes in a W/O emulsion through ionization effect, lesser amount of an efficient hydrophilic demulsifier for achievement of an optimum formulation in which separation rapidly occurs is required; likewise, demulsifying surfactants with too low molecular weight ($MW < 4000$) are unable to resolve the W/O emulsion with low dosages (300–400 ppm) regardless of their hydrophilic/lipophilic affinities. Additionally, separation vessel dimensions may influence the optimal demulsifier dosage, owing to their impact on the contact time between emulsion and separator and/or on fluid dynamics. For example, it was evidenced that larger bed height of a coalescing separator improved the oil removal efficiency of an O/W emulsion due to the provision of longer contact/retention time. In terms of fluid dynamics effects, regions of high shearing, for example, can cause drops to come closer together and enhance their collision probability, resulting in decrease of the demulsifier concentration required to achieve the minimum emulsion stability [1].

Most commercial demulsifiers employed to rupture the W/O emulsions are soluble in oil. The interfacial activity of the oil-soluble demulsifiers is dominated by the diffusion rate from the bulk phase to the interface plus the adsorption obstacle at the oil-water interface. In specific cases, some oil-soluble demulsifier components can be dissolved (partitioned) into the dispersed phase (water droplets in the case of W/O emulsions); this process is referred to as “partitioning,” which is distinguished as a key factor in demulsification mechanism. The partitioning/distribution coefficient, defined as the ratio of demulsifier concentration in the aqueous phase to that in the oil phase, is markedly affected by temperature, hydrocarbon phase polarity, and electrolyte content in water. The partitioned demulsifier components in the droplet phase can vigorously influence the oil-water dynamic interfacial characteristics, such as the IFT gradient or the Marangoni-Gibbs stabilizing effect. In order to accomplish a quality performance for destabilizing a generic emulsion, a demulsifier primarily dissolved in the continuous phase should hold the following properties:

- (1) The demulsifier has to be able to partition into the dispersed phase.
- (2) The demulsifier concentration in the droplet must be adequate to guarantee sufficient diffusion flux to the interface.
- (3) The interfacial activity of the demulsifier must be sufficiently large to suppress the IFT gradient as well as the Marangoni-Gibbs stabilizing effect, thereby expediting the film drainage and thinning rate and enhancing coalescence.

A partitioned demulsifier increases the static/dynamic interfacial activity and submits a high adsorption rate to the interface while efficiently reducing the film dilatational modulus together with dynamic film/interfacial tension, yielding a supreme demulsification performance. Hence, without demulsifier partitioning, the demulsifier is unable to effectively diminish the film dilatational modulus, owing to its lack of adsorption on the film interface.



Приложение В








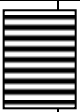

№	Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календарных днях, T_{ki}	
		t_{max} , чел-дни		T_{min} , чел-дни		$t_{ож.}$ чел-дни							
		Исп.1	Исп2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп.1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп.2
1	Составление и утверждение технического задания	3		2		2,4		Р		2,4		4	
2	Выбор направления исследований	2	2	1	1	1,4	1,4	Р	Б	0,7	0,7	1	1
3	Календарное планирование работ по теме	4		2		2,8		Р		2,8			4
4	Изучение литературы: назначение процесса, исследование современных методов для реализации математической модели		14		7		9,8		Б		9,8		15
5	Разработка математической		2		1		1,4		Б		1,4		2

	модели												
6	Проверка модели на адекватность		1		1		1		Б		1		2
7	Оценка эффективности полученных результатов		2		1		1,4		Б		1,4		2
8	Определение целесообразности проведения ОКР	1		1		1		Р		1		2	
9	Составление пояснительной записки		7		5		5,8		Б		5,8		9
10	Подготовка к защите дипломной работы		14		7		9,8		Б		9,8		15
11	Защита дипломной работы	1	1	1	1	1	1	Р	Б	0,5	0,5	1	1

Обозначения: Исп.1 – Р – руководитель;

Исп.2 – Б-Магистр

Приложение Г

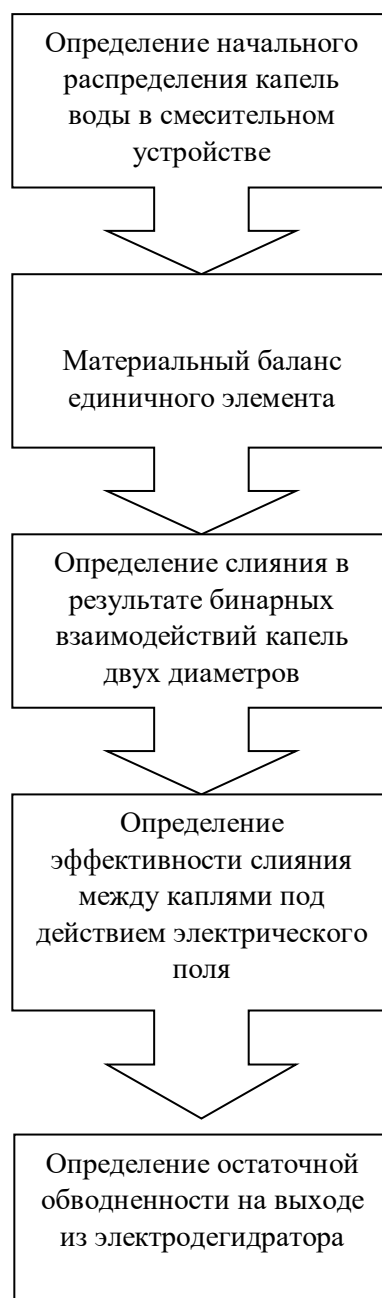
№	Вид работы	Исполнители	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				Февр	Март			Апрель			Май			Июнь	
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4												
2	Выбор направления исследований	Р, М	1												
3	Календарное планирование работ по теме	Р	4												
4	Изучение литературы: назначение процесса, исследование современных методов для реализации математической модели	М	15												
5	Расчет на разработанной математической модели	Р, М	4												
6	Проверка модели на адекватность	М	2												
7	Оценка эффективности полученных результатов	М	2												
8	Определение целесообразности проведения ОКР	Р	2												

9	Составление пояснительной записки	М	9												
10	Подготовка к защите дипломной работы	М	15												
11	Защита дипломной работы	Р, М	1												

- - Ма^{стр}



- - Руководитель



Приложение Е

Spyder (Python 3.6)

Файл Правка Поиск Документ Запуск Отладка Консоли Проекты Инструменты Вид Справка

Редактор - C:\Users\User\ecoa\main.py

```

118 mea = np.mean(d)           # средний диаметр
119 sdv = 3e-5                 # стандартное отклонение
120 p = (2*pi*sdv**2)**-1*np.exp(-(d-mea)**2/(2*sdv**2)) # гауссовы вероятности диаметров
121 xd = p/np.sum(p)*xw_o      # расчет долей воды из вероятностей
122 vold = 1/6*pi*d**3
123
124
125 def ecoa(h):
126     global E
127     K = int(h/Dz)
128     C = np.ones((K,len(d)))
129     IN = xd/vold
130     C[:,:] = IN[:,]
131     X = np.dot(C, vold)
132     C = C.reshape(-1)
133     O.set_initial_value(C, t = 0)
134     dt, stat = 10, 1
135     track_time = np.zeros(len(X)+1)
136
137     while stat >= 1e-2:
138         t = O.t + dt
139         O.set_f_params(X, K, IN)
140         t1 = time.time()
141         C = O.integrate(t)
142         X = np.dot(C.reshape(K, len(d)), vold)
143         t2 = time.time()
144         sig = np.sum(np.sign(C))/(K*len(d))
145         stat = np.max(np.abs(balance(t, C, X, K, IN)))
146         x_out = X[0]*100
147         print("%4.3f %2.1f %4.3e %2.6f %3.5f" % (t, sig, stat, x_out, t2-t1))
148         track = np.concatenate([[t],X*100))
149         track_time = np.vstack([track_time, track])
150     np.savetxt("track_time.txt", track_time, fmt="%6.6f", delimiter=" ")
151     return C
152
153 Conc = ecoa(0.2)
154
155

```

Менеджер переменных

Имя	Тип	Размер	Значение
pi	float	1	3.141592653589793
rho20_4	float	1	0.8413
sdv	float	1	3e-05
sigma	float	1	0.03
ui	float64	(30,)	[0.00120299 0.00119693 0.00118683 ... -0.00037802 -0.0004...
vold	float64	(30,)	[1.33078884e-15 1.06463107e-14 3.59312988e-14 ... 2.92134767...
xd	float64	(30,)	[6.47478976e-12 1.17329666e-10 1.72870083e-09 ... 1.72870083...
xw_o	float	1	0.1

Менеджер переменных | Файловый менеджер | Справка

Консоль IPython

Консоль 1/A

```

40.000 1.0 5.893e+06 0.759771 1.09600
50.000 1.0 3.698e+06 0.656416 0.68802
60.000 1.0 2.452e+06 0.594055 0.63201
70.000 1.0 1.687e+06 0.554866 1.05200
80.000 1.0 1.193e+06 0.529602 0.27200
90.000 1.0 8.619e+05 0.513035 0.42800
100.000 1.0 6.333e+05 0.502036 0.20402
110.000 1.0 4.720e+05 0.494662 0.32400
120.000 1.0 3.561e+05 0.489675 1.30798
130.000 1.0 2.714e+05 0.486274 0.85198
140.000 1.0 2.088e+05 0.483936 0.43323
150.000 1.0 1.619e+05 0.482315 0.48037
160.000 1.0 1.264e+05 0.481179 0.14800
170.000 1.0 9.923e+04 0.480378 0.26400

```

Консоль IPython | Журнал истории

Доступ: RW | Конец строки: LF | Кодировка: UTF-8 | Строка: 140 | Столбец: 25 | Память: 48 %

